



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа
Ухтинского государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

«Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м.
им. А.Алабушина»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения

60-01-2НИПИ/2023-ТКР

Том 3

2023



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа
Ухтинского государственного технического университета»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

«Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м.
им. А.Алабушина»

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного
объекта. Искусственные сооружения

60-01-2НИПИ/2023-ТКР

Том 3

Заместитель генерального директора-
Технический директор

Д.А. Шаров

Главный инженер проекта

О.В. Дмитриева

2023



**ПРОЕКТ
ИНЖИНИРИНГ
НЕФТЬ**

Общество с ограниченной ответственностью
«ПроектИнжинирингНефть»

Свидетельство СРО № 2313.01-2015-7202166072-П-192 от 16 ноября 2015 года

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

**«Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м.
им. А.Алабушина»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

60-01-2НИПИ/2023-ТКР

Том 3

Главный инженер

Г.П. Бессолов

Главный инженер проекта

С.С. Шестопалова

2023

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

Обозначение	Наименование	Примечание
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-С	Содержание тома 3	
	Текстовая часть	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Текстовая часть	
	Графическая часть	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г1	Схема трубопровода	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г2	Схема автоматизации	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г3	Площадки обслуживания опор ВЛ. Схема расположения элементов. Площадка ПЛ1	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г4	Площадки обслуживания опор ВЛ. Схема расположения элементов. Площадка ПЛ2	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г5	Площадка обслуживания КТПК. План на отм. +1,300. Схемы расположения элементов	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г6	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Схема расположения элементов узла 2 (ПК 12+80)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г7	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Схема расположения элементов узла 3 (ПК 24+68)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г8	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Схема расположения элементов узла 4 (ПК 27+78)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г9	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Схема расположения элементов узла 5 (ПК 45+11)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г10	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Камера приема СОД (ПК 46+11)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г11	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Опора ОП1. Стойки СТ1...СТ3	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г12	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Ограждение ОГП1	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г13	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Ограждение ОГ1	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г14	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Площадки. Лестницы. Траверсы	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г15	Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Площадки. Разрезы	

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-С

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Лысов			12.10.23
Н.контр.		Лысов			12.10.23
ГИП		Шестопалова			12.10.23

Содержание тома 3

Стадия	Лист	Листов
П	1	2
ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

Обозначение	Наименование	Примечание
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г16	Нефтеборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2». Защитное ограждение (ПК 22+50)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г17	Кабельная эстакада. Схемы расположения элементов	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г18	ВЛ 6 кВ. Ведомость опор	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г19	ВЛ 6 кВ. Схема закрепления опоры Ас10-1	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г20	ВЛ 6 кВ. Схема закрепления опоры Ас10-1 (УРА-1)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г21	ВЛ 6 кВ. Схема закрепления опоры УАс10-1 (УРА-1)	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г22	ВЛ 6 кВ. Металлическая стойка М103	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г23	ВЛ 6 кВ. Металлическая стойка М104	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г24	ВЛ 6 кВ. Кронштейн РА10	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г25	ВЛ 6 кВ. Кронштейн РА11	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г26	ВЛ 6 кВ. Вал привода РА14	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г27	ВЛ 6 кВ. Кронштейн РА17	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г28	ВЛ 6 кВ. Хомут Х10	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г29	Схема однолинейная принципиальная РУНН-0,4кВ узла 2	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г30	Схема однолинейная принципиальная РУНН-0,4кВ узла 3	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г31	Схема однолинейная принципиальная РУНН-0,4кВ узла 5	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г32	План электрических сетей. Заземление КТПС. Узел 2. ПК16+59.00 М 1:500	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г33	План электрических сетей. Заземление КТПК. Узел 3. ПК24+68.00 М 1:500	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г34	План электрических сетей. Заземление КТПК. Узел 5. ПК45+11.00 М 1:500	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г35	Молниезащита и заземление. Узел 2. ПК16+59.00 М 1:500	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г36	Молниезащита и заземление. Узел 3. ПК24+68.00 М 1:500	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г37	Молниезащита и заземление. Узел 4. ПК27+78.00 М 1:500	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г38	Молниезащита и заземление. Узел 5. ПК45+11.00 М 1:500	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							2

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	5
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка	9
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	13
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	15
5	Сведения о категории и классе линейного объекта	18
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	20
6.1	Основные данные.....	20
6.2	Гидравлический расчет	20
7	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта	24
7.1	Назначение трубопроводов	24
7.2	Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость	24
7.2.1	Расчёт трубопроводов на прочность	26
7.2.2	Расчёт трубопроводов на продольную устойчивость	28
7.2.3	Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов.....	30
7.3	Основные технические решения промыслового трубопровода.....	32
7.4	Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства	36
7.5	Запорная арматура.....	37
7.6	Очистка и диагностика проектируемых трубопроводов	41
7.7	Описание основных конструктивных строительных решений.....	41
7.8	Описание решений по электроснабжению	45
	Исходные данные	45
	Система электроснабжения.....	46
	7.8.1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования	46

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Лысов			12.10.23
Н.контр.		Лысов			12.10.23
ГИП		Шестопалова			12.10.23

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	100
ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

7.8.2	Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности, и требованиям оснащения их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащенности их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются)	47
7.8.3	Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности.....	47
7.8.4	Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.....	48
7.8.5	Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах	48
7.8.6	Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения	49
7.8.7	Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование	49
7.8.8	Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)	49
7.8.9	Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов	49
7.8.10	Решения по организации масляного и ремонтного для объектов производственного назначения.....	50
7.8.11	Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите.....	51
7.8.12	Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства.....	52
7.8.13	Описание системы рабочего и аварийного освещения	52
7.8.14	Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)	52
7.8.15	Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии	53

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

							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								2
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

7.8.16	Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование	53
7.9	Конструктивные решения.....	53
7.9.1	Основные решения по прокладке.....	53
7.9.2	Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями.....	54
7.9.3	Пересечения с воздушными линиями электропередач	57
7.9.4	Переходы трубопроводов через автомобильные дороги	58
7.9.5	Переходы через водные преграды	58
7.10	Изоляция трубопроводов.....	60
7.11	Электрохимзащита	62
7.12	Балластировка трубопроводов.....	62
7.13	Очистка полости и испытание трубопровода	64
7.13.1	Очистка трубопроводов	65
7.13.2	Испытания трубопроводов	66
7.13.3	Общие требования к проведению испытаний трубопроводов	67
7.14	Контроль качества и операционный контроль	69
8	Перечень мероприятий по энергосбережению	73
9	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства объекта ..	74
10	Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности.....	75
11	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	79
12	Основные технические решения по автоматизации систем управления технологическим процессом	80
12.1	Описание проектных решений.....	80
12.2	Структура контроля и управления.....	81
12.3	Цели создания АСУ ТП	82
12.4	Концепция АСУТП.....	83
12.5	Периферийная часть (нижний уровень). Требования к технологическим средствам	83
	Общие принципы проектирования периферийной части	84
	Приборы для измерения давления.....	85
	Газоанализаторы.....	85
	Решения по запорной арматуре	86
12.6	Система бесперебойного энергоснабжения.....	86
12.7	Основные решения по промышленной безопасности	86

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								3
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

12.8	Монтаж оборудования	87
13	Объемы автоматизации	89
13.1	Узел 2 (ПК 12+80)	89
13.2	Узел 3 (ПК 24+68)	89
13.3	Узел 5 (ПК 45+11)	89
13.4	Сети технологические	90
14	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях.....	91
	Перечень принятых сокращений.....	92
	Перечень нормативно-технической документации	93
	Приложение А. Технические условия на автоматизацию и метрологию.....	98

Индв. № подл.						Взам. инв. №							
													Подпись и дата
						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т		Лист					
								4					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата								

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

Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейных объектов, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть» в 2023 г.

В административном отношении район работ находится в МО ГО «Усинск» Республики Коми, в пределах нефтяного месторождения им.Алабушина.

Ближайшие населенные пункты –в 7,6 км к юго-востоку от с. Щельябож, в 28,0 км к северо-западу от с. Новикбож, в 32,2 км к северо-западу с. Усть-Уса. Административный центр – г. Усинск расположен в 46,4 км к юго-востоку.

Сообщение с районом работ осуществляется автотранспортом по межпромысловым автодорогам.

Район изыскания расположен в умеренно-континентальном климатическом поясе.

По климатическому районированию территории Российской Федерации для строительства участок изысканий расположен в ИД климатическом подрайоне, в I северной строительно-климатической зоне, для которой характерны наименее суровые условия (СП 131.13330.2020 Строительная климатология, приложение А).

Характеристика климата района дана по ближайшей метеостанции – Усть-Уса. Средняя годовая температура воздуха отрицательная и составляет минус 2,7оС. В годовом ходе средняя месячная температура воздуха изменяется от минус 18,8оС в январе до плюс 14,9оС в июле.

В климатическом отношении район работ расположен в умеренно-континентальном климатическом поясе.

Зона проектирования относится к I району, ИД подрайону климатического районирования для строительства согласно СП 131.13330.2020.

Климатические параметры по метеостанции Усть-Уса представлены в таблицах 3.2 – 3.16.

Температура воздуха

Многолетняя среднегодовая температура воздуха в районе равна – минус 2,7 °С.

Самым холодным месяцем в году является январь со средней температурой – минус 18,8 °С, самым теплым месяцем – июль со средней температурой плюс 14,9 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на январь: минус 53 °С, а абсолютный максимум на июль: плюс 34 °С (СП 131.13330.2020). Средняя максимальная температура воздуха наиболее

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
										5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

теплого месяца, июля: плюс 19,8 °С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца, января: минус 22,7 °С.

Таблица 1.1 – Климатические параметры холодного периода (1966-2018 гг.), согласно СП 131.13330.2020

Климатическая характеристика	Величина
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,98, °С	-47
Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92, °С	-45
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,98, °С	-44
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92, °С	-41
Температура воздуха обеспеченностью 0,94, °С	-27
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-53
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С	8,3
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤0 °С	211 -11,4
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤8 °С	277 -7,7
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха ≤10 °С	297 -6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %	83
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. наиболее холодного месяца, %	83
Количество осадков за ноябрь-март, мм	166
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль	Ю
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с	4,5
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤8 °С	3,9

Таблица 1.2 – Климатические параметры теплого периода (1966-2018 гг.), согласно СП 131.13330.2020

Климатическая характеристика	Величина
Барометрическое давление, гПа	1003
Температура воздуха, обеспеченностью 0,95, °С	18
Температура воздуха, обеспеченностью 0,98 °С	23
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С	10
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч. Наиболее теплого месяца, %	59

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Климатическая характеристика	Величина
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	354
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

Атмосферные осадки

Исследуемый район относится к влажному климату. За год здесь выпадает 520 мм осадков, основное количество которых (354 мм) выпадает в теплое время года (с апреля по октябрь), за холодный период (с ноября по март) – 166 мм. В годовом ходе количество летних осадков значительно преобладает над зимними (более чем в 2 раза).

Влажность воздуха, парциальное давление

Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца составляет 72 %. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца составляет 83 %.

Таблица 1.3 - Нагрузки и воздействия в районе изысканий

Наименование параметра	Значение показателя	Обоснование (источник информации)
Нормативное значение веса снегового покрова для снегового района	2,5 кПа V	СП 20.13330.2016 Изм. №2 от 29.07.19 г.
Нормативное значение ветрового давления для ветрового района	0,38 кПа III 650 Па III	СП 20.13330.2016 ПУЭ 7 изд.
Нормативная толщина стенки гололеда	10 мм III 15 мм II	СП 20.13330.2016 ПУЭ 7 изд.
Климатический район по воздействию климата на технические изделия и материалы	II ₄ -умеренный, умеренно холодный	ГОСТ 16350-80
Климатический район/подрайон строительства	I/Д	СП 131.13330.2020
Зона влажности территории России	2-нормальная	СП 50.13330.2012
Среднегодовая продолжительность гроз в часах	от 20 до 40 часов	ПУЭ 7 изд.
Район по интенсивности пляски проводов	умеренный	ПУЭ 7 изд.

Подробная климатическая характеристика района работ приведена в техническом отчете по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий (60-01-2НИПИ/2023-ИГМИ).

В соответствии с принципами инженерно-геологического районирования исследуемая территория расположена в Печорском регионе (Печорская синеклиза) Русской платформы.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В структурно-тектоническом положении месторождение расположено в пределах Лодминской перемычки в южной части Денисовской впадины Печоро-Колвинского авлакогена.

В геоморфологическом отношении район работ расположен в пределах Печорской низменности, которая представляет собой слабоувалистую заболоченную равнину, сложенную современными аллювиальными отложениями. Район работ находится в долине р. Печора.

В геокриологическом отношении исследуемая территория, согласно СП 115.13330.2016 приложение Б не относится к зоне распространения многолетнемерзлых грунтов.

В гидрографическом отношении территория расположения объектов изысканий принадлежит бассейну Баренцева моря, бассейну реки Печора. Объекты изысканий расположены на водосборной площади р. Печора и ее притоков.

Район изысканий представляет собой промышленный объект нефтедобычи. Среди факторов антропогенного воздействия на природную среду разработка нефтяных месторождений играет ведущую роль. Практически все нефтепромысловые объекты при их строительстве и эксплуатации могут приводить к нежелательным изменениям химического состава подземных и поверхностных вод, изменениям пластовых давлений и уровней поверхностных вод, воздействовать на почвы, растительность и животный мир, а иногда - на инженерно-геологические условия местности.

Техногенные нагрузки на территории проведения работ представлены кустовыми основаниями, автомобильными дорогами и коридорами коммуникаций к кустовым основаниям. Основные факторы техногенного воздействия по характеру воздействия подразделяются на механические и технологические. Механическое воздействие связано с комплексом земляных работ, выполняемых при строительстве. Технологические факторы, в силу специфики своего происхождения, оказывают влияние на химический состав компонентов природной среды, ее санитарное состояние, и выражаются, в основном, в виде загрязнения: химического, санитарного, шумового, электромагнитного и радиационного.

Подробное инженерно-геологическое строение приведено на продольных профилях трасс см. отчет по инженерным изысканиям 60-01-2НИПИ/2023-ИГИ.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								8
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка

Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, на котором будет осуществляться строительство объектов, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть» в 2023 г.

На участке расположения проектируемых трубопроводов особых природно-климатических условий – сейсмичности, вечномерзлых грунтов и опасных геологических процессов, могущих повлиять на устойчивость проектируемых сооружений (карст, суффозия, оползни и др.) не наблюдается.

На участке строительства были проведены замеры блуждающих токов, блуждающие токи не выявлены.

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

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

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

Согласно СП 34.13330.2021 (актуализированная версия СНиП 2.05.02-85*) Приложение В Таблица В.1 тип местности по характеру и степени увлажнения – 2.

Согласно СП 34.13330.2021 район изысканий относится к I району, 1Д подрайону климатического районирования для строительства.

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

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 2.1 Разновидность грунтов по степени пучинистости

ИГЭ	Степень пучинистости, efh, %	Разновидность грунтов
1а Насыпной грунт - песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения	1,17	Слабопучинистый
3б Песок мелкий средней плотности водонасыщенный	1,78	Слабопучинистый
3б-1 Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения	1,33	Среднепучинистый

Таблица В6 и В7 СП 34.13330.2021 группа грунтов по степени пучинистости и классификация грунтов по степени пучинистости при замерзании:, II группа (слабопучинистый) – ИГС-1а, ИГЭ-3б. ИГЭ-3б-1.

Согласно табл. 5.1 СП 115.13330.2016 территория по пучению относится к весьма опасной (потенциальная площадная пораженность территории на момент проведения изысканий – более 75 %).

ПО СП 115.13330.2016 табл. 5.1 по подтоплению территория относится к весьма опасной (потенциальная площадная пораженность территории на момент проведения изысканий – более 75-100 %).

При необходимости в проекте следует дополнительно предусмотреть проведение противопучинных мероприятий. Наблюдения должны проводиться за влажностью грунта, режимом промерзания грунта, пучением и деформацией сооружений в предзимний и в конце зимнего периоды.

Нормативная глубина сезонного промерзания и оттаивания, рассчитанная согласно формулам, Г.9 и Г.4 обязательного приложения Г СП 25.13330.2020, представлена в таблице 5 и составляет:

Таблица 2.2 Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов:

ИГЭ	W_{opt}	W_w	ρ_{df}	T_{df}	$T_{средняя}$	T_0	L_v	q_1	q_2	Q	λ_f	λ_{th}	C_f	C_{th}	$d_{f,n}$	$d_{th,n}$
	%	%	г/см ³	град, °С	град, °С	град, °С	(ккал/м ³)				ккал/(м·ч·°С)	ккал/(м·ч·°С)	ккал/(м ³ ·°С)	ккал/(м ³ ·°С)	м	м
ИГЭ-1а	17,04	0,00	1,60	-0,1	-2,94	0	20448,00	24834,76	23132,57	-198,61	1,75	1,55	480,0	590,0	2,94	2,90
ИГЭ-3б	22,62	0,00	1,58	-0,1	-2,94	0	26804,70	32383,63	29936,70	-1242,97	2,35	2,15	560,0	750,0	3,00	2,99
ИГЭ-3б-1	16,83	0,00	1,60	-0,1	-2,94	0	20196,00	24582,76	22880,57	-456,80	1,75	1,55	480,0	590,0	2,96	2,91

Примечание: температура начала замерзания грунта (T_{bf}) принята согласно СП 25.13330-2020 Приложение Б, табл.Б1, Б2, для песка -0,1°С.

Климатические характеристики района изысканий приняты по ближайшей метеостанции Усть-Уса.

Территория характеризуется избыточным увлажнением и недостаточной теплообеспеченностью.

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

																		Лист	
																			10
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата														

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т

Для предотвращения подтопления, необходимо предусматривать дополнительные меры инженерной защиты территории (обваловка, искусственное повышение поверхности), а также регулировать гидрогеологический режим грунтовых вод защищаемой территории.

При рекогносцировочном обследовании площадки строительства развитие данных процессов не обнаружено.

Подтопление.

Согласно приложению И СП 11-105-97 Часть II по критерию типизации территории по подтопляемости, площадка характеризуется, как I-A – территория, подтапливаемая в естественных условиях, по времени развития процесса (с глубиной грунтовых вод <3.0м) участок в районе ПК0+20.5 – ПК23+40.2 относится к постоянно подтопляемой территории –I-A-I, и участок с глубиной грунтовых вод >=3.0м сезонно подтапливаемым I-A-2 в районе ПК0+0.00- ПК0+20.5, ПК23+40.2-ПК46+11.05.

На участках распространения грунтов с уровнем грунтовых вод менее трех метров согласно СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений п.5.4.8 по характеру подтопления относится к естественно подтопленной территории; согласно СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства (часть II, приложение И) территория относится к подтопленной в естественных условиях (уровень воды выше 3,0 м), в районе ПК0+20.5 – ПК23+40.2, кроме участка в районе ПК0+0.00- ПК0+20.5, ПК23+40.2-ПК46+11.05, данная территория относится к неподтопленной (уровень воды ниже 3,0 м).

Сейсмичность.

В соответствии с п.3.18 задания на выполнение инженерных изысканий исходная сейсмичность участка работ принята согласно карте общего сейсмического районирования России ОСР-2015 А, В, С и примечания к приложению А СП 14.13330.2018 с Изм.1, интенсивность сейсмического воздействия для исследуемого района составляет по карте С – 5 баллов, по шкале MSK-64. Категория грунтов по сейсмогрунтовым условиям согласно таблице 4.1 СП 14.13330.2018 с Изм.1 для ИГЭ-3б, 3б-1, 1а - III.

Категория опасности природных процессов (землетрясения) оценивается как умеренно опасная СП 115.13330.2016.

Водная эрозия

Водная эрозия – удаление верхнего слоя почвы вследствие некорректно спланированной ирригации, стоков, выпадения осадков, таяния снегов. Дожди являются одной из главных причин данной проблемы. Данный процесс на изученной территории не встречены.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							11
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Сель.

Сель – временный поток смеси воды и большого количества обломков горных пород от глинистых частиц до крупных камней и глыб, внезапно возникающий в руслах горных рек и лощинах. Данный процесс на изученной территории не встречены.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

Карст

Карстообразования. Согласно СП 116.13330.2012 приложение В табл. В.1 в Республике Коми процессы карстообразования встречены.

По данным рекогносцировочного обследования, на участках изысканий, поверхностных форм карстопроявлений не обнаружено.

Согласно СП 11-105-97 ч.2 п.5.2.11 табл. 5.1 категории устойчивости территории относительно интенсивности образования карстовых провалов: VI - провалообразование исключается.

Согласно справочной литературе, карст встречается в Республике Коми (в границах Уральского региона и в Тиманском регионе). Кровля карбонатных отложений нижнепермского и каменноугольного периодов зафиксирована на глубине от 35 до 50 м. Сверху перекрыта осадочным чехлом четвертичных отложений, представленных песчаными грунтами до глубины от 20 до 25 м, ниже встречены глинисты грунты, являющиеся водоупорами.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									12
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т

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

Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть» в 2023 г.

Разделение грунтов выполнено с учетом их возраста, происхождения и номенклатурного вида. На основании лабораторных данных и в соответствии с ГОСТ 25100-2020 с учетом классификационных признаков номенклатурных видов грунтов, на исследуемой территории выделено 2 инженерно-геологических элемента и 2 инженерно-геологических слоя, которые представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Инженерно-геологические элементы (ИГЭ) и их описание:

№ ИГЭ	Название инженерно-геологического элемента	ГЭСН 81-02-01-2017
0	Почвенно-растительный слой	9а
1а	Насыпной грунт - песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения	29а
3б	Песок мелкий средней плотности водонасыщенный	29а
3б-1	Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения	29а

Согласно ГОСТ 9.602-2016 (табл.1), на данном участке работ коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали –высокая.

Степень агрессивного воздействия грунта на бетонные конструкции (портландцемент), согласно таблицы В.1, СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии» - неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия грунтов выше уровня грунтовых вод (в зоне влажности – нормальной – слабоагрессивная, согласно СП 28.13330.2017, таблица X5.

Инженерные изыскания на территории распространения специфических грунтов проводились согласно СП 11-105-97 Части 4.

Из специфических грунтов на территории проектируемых сооружений вскрыты насыпные грунты.

Насыпные грунты на участке изысканий представлены:

– ИГС-1а Насыпной грунт - Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения, мощностью 3,8 м;

Распространён в местах переходов через автодороги и на площадках.

Техногенные грунты представлены насыпными и перемещенными грунтами. По гранулометрическому составу насыпные грунты представлены песками мелкими.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Насыпные грунты характеризуются как природные, перемещенные, минеральные и несвязанные грунты. Перемещение грунта осуществлялось в процессе строительных работ. Способ укладки – отсыпка грунтом. Насыпные грунты по однородности состава и сложения характеризуются как планомерно возведенные насыпи, по степени уплотнения от собственного веса – слежавшиеся. Возраст отсыпки более трех лет.

Расчетные сопротивления (R_0) насыпных грунтов, согласно (табл.Б.9) СП 22.13330.2016 рекомендуется принять равными 250/150 кПа.

Неоднородность насыпных грунтов, низкая их прочность, а также способность к самоуплотнению, особенно при воздействии динамических нагрузок практически делает невозможным использование техногенных образований в качестве любого «естественного» основания.

На участке работ отсыпка грунта производилась послойным способом во влажном состоянии. Ориентировочное время самоуплотнения для насыпных техногенных грунтов, представленных песчаными отложениями, составляет от 0,5 до 2 лет (согласно СП 11-105-97 часть 3, таб. 9.1), так как отсыпка автодороги и обустройство кустовых площадок производилось более 2 лет назад, процесс самоуплотнения насыпных грунтов и консолидации подстилающих грунтов завершена.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									14
			60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

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

Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части участка, на котором будет осуществляться строительство линейных объектов, приведены в материалах инженерных изысканий, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть» в 2023 г.

Согласно гидрогеологическому районированию исследуемая территория относится к Печорской системе артезианских бассейнов (Б1-Печорский бассейн, Б11-Большеземельский бассейн второго порядка). Территория характеризуется преобладанием пресных вод, распространенных в пределах до 100-250 м.

Гидрогеологические условия участка изысканий характеризуется наличием 1 водоносного горизонта:

- водоносный горизонт озерно-аллювиальных отложений.

Грунтовые воды озерно-аллювиальных отложений на данной территории приурочены к песку мелкому (ИГЭ-3б). На момент проведения изысканий (июль 2023 г.) появившийся уровень подземных вод зафиксирован от 2,4 до 6,2 м (абс.отм. от 31,55 до 40,37 м), установившийся уровень совпадает с появившемся. Водоупоры на изученную глубину не встречены.

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

Коэффициент фильтрации для ИГЭ-1а составляет 4,28 м/сут, для ИГЭ-3б составляет 3,75 м/сут, для ИГЭ-3б-1 – 4,03 м/сут.

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

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

В гидрографическом отношении территория расположения объектов изысканий принадлежит бассейну Баренцева моря, бассейну реки Печора.

Объекты изысканий расположены на водосборной площади р. Печора и ее притоков. Вид режима питания грунтовых вод – приречный.

Изм. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								15
Взам. инв. №								
Подпись и дата								

Согласно приложению И СП 11-105-97 Часть II по критерию типизации территории по подтопляемости, площадка характеризуется, как I-A – территория, подтапливаемая в естественных условиях, по времени развития процесса (с глубиной грунтовых вод <3.0м) участок в районе ПК0+20.5 – ПК23+40.2 относится к постоянно подтопляемой территории –I-A-I, и участок с глубиной грунтовых вод >=3.0м сезонно подтапливаемым I-A-2 в районе ПК0+0.00- ПК0+20.5, ПК23+40.2-ПК46+11.05.

На участках распространения грунтов с уровнем грунтовых вод менее трех метров согласно СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений п.5.4.8 по характеру подтопления относится к естественно подтопленной территории; согласно СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства (часть II, приложение И) территория относится к подтопленной в естественных условиях (уровень воды выше 3,0 м), в районе ПК0+20.5 – ПК23+40.2, кроме участка в районе ПК0+0.00- ПК0+20.5, ПК23+40.2-ПК46+11.05, данная территория относится к неподтопленной (уровень воды ниже 3,0 м).

По химическому составу подземные воды гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, гидрокарбонатно-кальциевые.

Согласно СП 28.13330.2017 (таблица Г.1) содержание хлоридов не превышает максимально допустимую концентрацию в условиях воздействия жидких хлоридных сред на стальную арматуру железобетонных конструкций (марки бетона W6-W20).

Согласно таблицы В.4 СП 28.13330.2017 по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W6 – неагрессивная.

Согласно СП 28.13330.2017 степень агрессивности воды по отношению к конструкциям из бетона (таблица В.3):

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

Грунтовые воды по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции являются среднеагрессивными по водородному показателю pH и по содержанию суммарной концентрации сульфатов и хлоридов, согласно СП 28.13330.2017 табл. X.3.

Степень агрессивного воздействия грунтов ниже уровня грунтовых вод на конструкции из углеродистой стали - слабоагрессивная, согласно СП 28.13330.2017, таблица X5.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
										16
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований.

Химический состав воды приведен в отчете по инженерно-геологическим изысканиям в томе 60-01-2НИПИ/2023-ИГИ.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								17
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Необходимый уровень конструктивной надежности линейных трубопроводов обеспечивается путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, характеризующих назначения и условия работы трубопроводов, применяемые для трубопроводов материалы и действующие на них нагрузки.

Проектируемый нефтегазопровод относится к промышленным трубопроводам.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014, (п.7.1.2 и табл. 3), в зависимости от назначения и условий работы, проектируемый нефтегазопровод относится ко II классу, к С категории.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (табл. 1) категория транспортируемого продукта - 6.

Категория каждого конкретного участка трубопровода принимается в соответствии с (табл. 5) ГОСТ Р 55990-2014 на стадии разработки рабочих чертежей и приведены таблице 5.1.

Таблица 5.1 - Категории участков трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Категория участков трубопровода
Узлы линейной запорной арматуры, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним	В
Узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним	В
Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10 % обеспеченности	С
Несудоходные водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части и прибрежные участки длиной не менее 25 м каждый (от среднемеженного горизонта воды)	В
Переходы через ВЛ, а так же участки по 1000 м от пересечения	С
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	С

Согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.7.1.7) при чередовании по трассе трубопровода участков различных категорий протяженностью до 300 м допускает принимать более высокую категорию из них на всем участке чередования.

Пикеты участков по категориям трубопроводов приведены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Пикеты участков по категориям трубопроводов

Наименование участка трубопровода	Категория участков трубопровода	ПК...ПК
Узлы линейной запорной арматуры и узлы пуска и приема очистных устройств, а также участки трубопроводов по 250 м, примыкающие к ним.	В	0...30+28 42+61...46+11

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							18
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Наименование участка трубопровода	Категория участков трубопровода	ПК...ПК
Переходы через ВЛ, а так же участки по 1000 м от пересечения	С	30+28...42+61

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

6.1 Основные данные

Производительности проектируемых трубопроводов приведены в таблице 6.1, основные физико-химические характеристики перекачиваемых продуктов приведены в гидравлическом расчете.

Таблица 6.1 - Характеристики проектируемых трубопроводов

№	Наименование трубопровода	Диаметр, толщина стенки	Протяженность, м	Объем перекачки, м ³ /сут.	Расчетное давление*, МПа
1	Нефтегазосборный трубопровод "Нефтесборный коллектор от к.2 до т.вр. к.2"	273x10	4611,0	781,1	4,0

* Расчетное давление – давление, принимаемое при расчёте на прочность, выборе оборудования и величины испытательного давления, может отличаться от фактического рабочего давления в большую сторону.

Таблица 6.1.1 – Характеристика нефтесборного коллектора

Наименование	Нефтесборный коллектор от к.2 до т.вр. к.2
Способ прокладки	Подземный
Общая протяженность, м	4611
Наибольшая протяженность перекрываемого участка, м	2043
Внутренний диаметр наиболее протяженного участка, мм	253
Давление в трубопроводе, МПа	4,0
Способ отключения участка трубопровода	Автоматический
Время отключения участка трубопровода, сек	60

Наиболее опасным с точки зрения загрязнения окружающей среды является аварийные сценарии, связанные с разгерметизацией трубопроводов выкидных на кустовой площадке и на промысловые трубопроводы (нефтесборный коллектор). В случае возникновения аварийной ситуации (порыв трубопровода и в следствии чего падение давления в системе) срабатывает противоаварийная защита, перекрывается в автоматическом режиме запорная арматура на территории кустовой площадке.

6.2 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет нефтегазосборного трубопровода, транспортирующего продукцию скважин в многофазном состоянии, выполнен в ПС «ГазКондНефть» специализированной высокоточной программной системе для компьютерного моделирования технологий

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							20
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

промышленного сбора и обработки природного газа и нефти, газоразделения и фракционирования нефти и конденсата с подсистемами теплообмена, версия 4.4.

Исходные данные для гидравлического расчета нефтегазосборных трубопроводов и ФХС транспортируемой продукции Прохоровского месторождения приведены в таблице 6.2.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.3.

Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов приведена на рисунке 6.1.

Таблица 6.2 - Исходные данные для гидравлического расчета нефтегазосборных трубопроводов и ФХС транспортируемой продукции

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение
Нефть		
Плотность безводной нефти	кг/м ³	807,0
Газовый фактор	м ³ /т	169,7
Давление насыщения	МПа	21,9
Вязкость дегазированной жидкости при 20°С	спз	5,45
Вязкость дегазированной жидкости при 50°С	спз	2,67
Вязкость дегазированной жидкости при 80°С	спз	1,45
Температура продукта в условиях транспорта	°С	57
Температура плавления парафина	°С	61,6
Температура начала кипения	°С	60,0
Объем конденсата при 100°С	% об.	11,0
Объем конденсата при 150°С	% об.	21,0
Объем конденсата при 200°С	% об.	37,0
Объем конденсата при 250°С	% об.	48,0
Объем конденсата при 300°С	% об.	61,0
Массовая доля асфальтенов	%	0,93
Массовая доля смол	%	4,32
Массовая доля парафина	%	3,17
Массовая доля серы	%	0,53
Вода		
Плотность воды	кг/м ³	1127,0

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Минерализация	г/дм ³	166,27
Гидрокарбонат-ион	мг/дм ³	1159,0
Сульфат-ион	мг/дм ³	762,0
Хлорид-ион	мг/дм ³	101033,0
Кальций	мг/дм ³	13226,0
Магний	мг/дм ³	1216,0
Натрий+Калий	мг/дм ³	48872,0
Водородный показатель	рН	6,72
Бромид-ион	мг/дм ³	308,56
Йодид-ион	мг/дм ³	19,04
Газ		
Плотность газа	кг/м ³	0,971
H2S	%	14,59
CO2	%	4,37
Nitrogen	%	8,19
Oxygen	%	0,00
Methane	%	48,55
Ethane	%	4,76
Propane	%	6,29
i-Butane	%	1,76
n-Butane	%	5,19
i-Pentane	%	2,05
n-Pentane	%	2,14
n-Hexane	%	1,56
n-Heptane	%	0,49
n-Octane	%	0,06
Helium	%	0,01

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 6.3 - Результаты гидравлического расчета

Данные по участкам			Данные по трубам									
Название		Расход жидкости, м3/сут	Длина, м	Диаметр толщина стенки, мм	Скорость смеси, м/с	Температура начало, С°	Температура конец, С°	Скорость смеси, м/с	Давление, МПа			Режим течения
начало	конец								начало	конец	перепад	
к.2	т.вр.	135,3	2778	273x10	1,6	57	50,5	0,3	2,22	2,08	0,14	Турбулентный
к.3	т.вр.	645,8	500*	273x10	2,5	57	50,5	1,1	2,09	2,08	0,01	Турбулентный
т.вр.	МНС	781,1	1833	273x10	2,7	50,5	46,2	1,4	2,08	1,9	0,18	Турбулентный

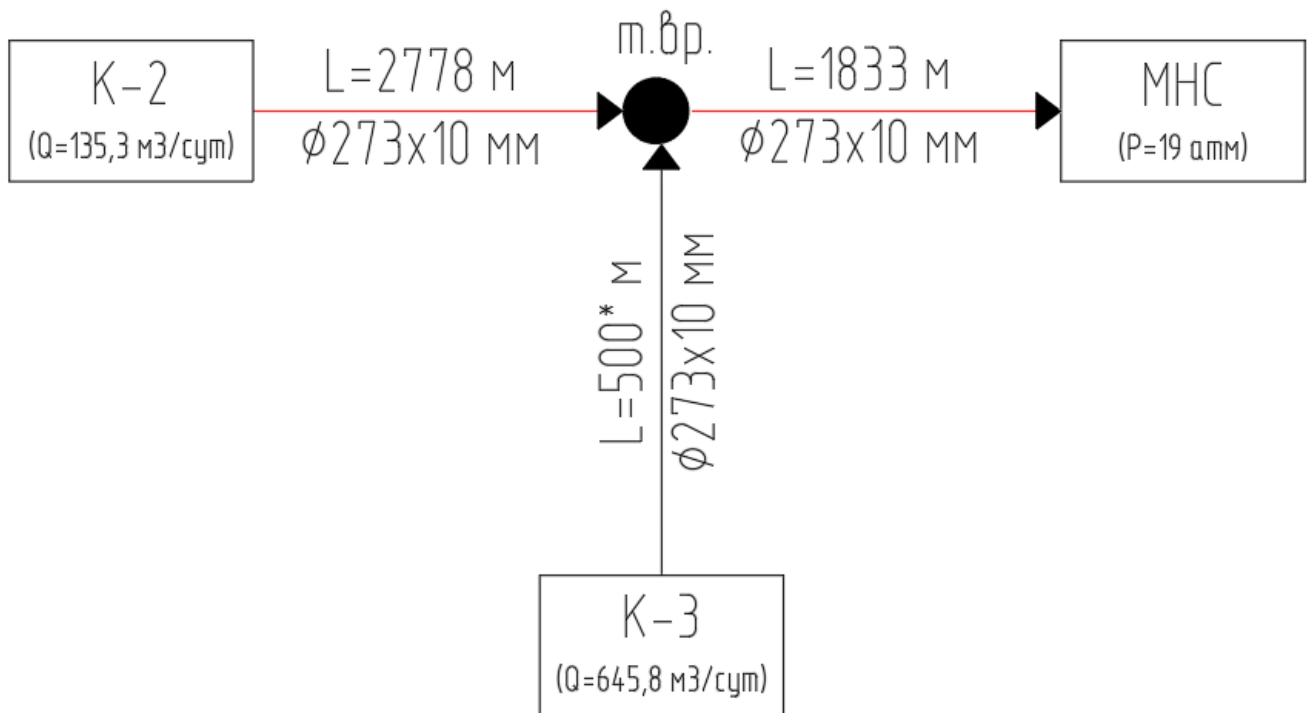


Рисунок 6.1 – Расчетная схема нефтегазопровода

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									23
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т

7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

7.1 Назначение трубопроводов

В данной проектной документации предусматривается строительство нефтегазосборного трубопровода, предназначенных для сбора нефти с куста скважин №2 месторождения имени А.Алабушина и дальнейшей транспортировке на МНС.

Исходные данные по проектируемому трубопроводу, протяженность и характеристика трассы проектируемого трубопровода приведена в таблице 6.1 и на схеме трубопровода в графической части.

7.2 Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость

Экономическая эффективность строительства и эксплуатации нефтепромысловых трубопроводных систем зависит от объемов капитальных вложений и эксплуатационных затрат на их содержание и ремонт. Опыт нефтедобывающих предприятий показывает, что, как правило, увеличение капитальных затрат за счет применения труб повышенной эксплуатационной надежности при строительстве трубопроводов приводит к снижению эксплуатационных расходов и, в конечном счете, к повышению экономической эффективности. Выбор материалов, изделий и технических решений производится из условия обеспечения максимальной надежности трубопроводной системы, экономической эффективности, технологичности строительства.

Наиболее эффективным способом обеспечения надежности и экологической безопасности является применение труб из сталей повышенной коррозионной стойкости, имеющих улучшенные технические характеристики и труб с внутренним антикоррозионным покрытием.

Учитывая ответственность трубопроводов, и в соответствии с техническим заданием заказчика, гидравлического и прочностного расчетов в проектной документации приняты трубы стальные бесшовные горячедеформированные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости из стали 20А, класс прочности К50, прошедшие испытания на стойкость к сульфидно-коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН), с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°C, с заводским наружным двухслойным покрытием весьма усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена. Допускается применение других марок сталей, не уступающих данной по механическим и коррозионным свойствам.

Класс прочности принятых труб не менее КП 320 в соответствии с ГОСТ 31433-2012.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
									24
Инд. № подл.									

Детали трубопроводов (отводы, тройники, переходы) приняты из материалов, аналогичных трубопроводам.

Для защитных футляров приняты трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ 10704-91/Д ГОСТ 10705-80 из стали 09Г2С группы В.

Возможно применение труб по другим техническим условиям, удовлетворяющим требованиям принятых труб и соответствующим требованиям технических регламентов Таможенного союза.

При выборе труб учитывались климатические характеристики района строительства, принятые согласно СП 131.13330.2020 и материалов строительства, а именно, минимальная температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет **минус 41 °С**. Значение ударной вязкости на стальных трубах, гарантированное заводом–изготовителем, для климатических условий данного месторождения соответствует требованиям нормативных документов. Ударная вязкость основного металла труб на образцах Шарпи (KCV) при температуре минус 20 °С и на образцах Менаже (KCU) при температуре минус 60 °С не менее 34,3 Дж/см² (3,5 кгс·м/см²).

Техническая характеристика проектируемых стальных труб приведена в таблице 7.1.

Трубы должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 55990-2014 (п.14.1) по габаритным размерам, овальности, допустимым отклонениям по наружному диаметру и т.д.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.5.5) необходимая надежность трубопровода обеспечивается:

- проведением строгого контроля качества поступающих для обустройства материалов, арматуры и оборудования;
- применением труб из сталей улучшенных технических характеристик и повышенной коррозионной стойкости с внутренним заводским антикоррозийным покрытием, с толщинами стенок, превышающими расчетные;
- проведением тщательного контроля выполнения строительно-монтажных работ;
- выбором оптимальных диаметров для создания наиболее экономичного режима перекачки;
- установкой отсекающей арматуры на врезках.

Использование внутренних покрытий экономически эффективно, т.к. значительно увеличивает срок службы трубопровода и снижает эксплуатационные расходы.

Прочностные характеристики указанных деталей, аналогичны соответствующим характеристикам стали основной трубы.

Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100% контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							25
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Расчет трубопровода на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с требованием ГОСТ Р 55990-2014 (п.12) из условия фиксации трубопровода (сварка последнего стыка, сварка захлестов протяженных участков, засыпка трубопровода и т.д.) при температуре наружного воздуха не ниже минус 30 °С.

За расчетную температуру эксплуатации проектируемых нефтепроводов принята максимально возможная температура перекачиваемого продукта, равная температуре плюс 57 °С.

Исходные данные и результаты расчетов приведены в таблицах 7.2 - 7.5.

7.2.1 Расчёт трубопроводов на прочность

Расчетная толщина стенки стального промыслового трубопровода (расчёт на прочность) определяется, согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.2), определяется по формуле:

$$t_d = \frac{\gamma_{fp} \cdot p \cdot D}{2 \cdot R_{ys}} + C, \quad (7.1)$$

где R_{ys} - расчетное сопротивление материала труб по пределу текучести для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты;

C - добавка к толщине стенки трубы на общую коррозию, определяемая экспериментально или расчетом исходя из расчетной скорости коррозии трубной стали в данной среде с учетом проектируемых средств защиты (ингибиторы коррозии, осушка газа, применение защитных покрытий и др.), проектируемого срока эксплуатации трубопровода.

При отсутствии возможности определения скорости общей коррозии на заданном объекте расчетным или опытным путем допускается определение значения C по аналогии с другими, ранее запроектированными объектами с близкими условиями эксплуатации труб. Во всех случаях добавка C должна быть не менее 2 мм;

p - рабочее давление, МПа;

d_e - диаметр трубы, мм;

R_{ys} - расчетное сопротивление определяется по формуле:

$$R_{ys} = \frac{\gamma_{ds}}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n} \cdot \sigma_y, \quad (7.2)$$

где γ_{ds} - коэффициент условий работы для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты;

γ_{my} - коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести;

γ_n - коэффициент надежности по ответственности трубопровода;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							26
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Индв. № подл.							

σ_u - нормативное сопротивление материала труб и сварных соединений - нормативный предел прочности (временное сопротивление), МПа;

σ_y - нормативное сопротивление материала труб и сварных соединений - нормативный предел текучести, МПа.

Выбор труб для нефтегазопровода производился с учетом задания на проектирование, технических условий Заказчика и номенклатуры заводов-изготовителей.

Механические характеристики материала, используемых в проектной документации труб приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 - Механические характеристики металла труб

Марка стали	Конструкция трубы	σ_u , МПа (кгс/мм ²)	σ_y , МПа (кгс/мм ²)	Ударная вязкость (КСУ), кгс•м/см ² (t= минус 60°C)	Относительное удлинение, %
20А (К50)	Стальные бесшовные	490 (50)	343 (35)	3,5	не менее 25

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки трубопроводов приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Результаты расчета толщины стенки трубопроводов

D _n , мм	p, МПа	y _{fp}	y _{ds}	y _{mn}	C	R _{ys} , МПа	t _{расч} , мм	t _{прин} , мм	Радиус упругого изгиба расчетый, м	Радиус упругого изгиба принятый м
273	4,0	1,15	0,51	1,4	2	138,3	6,5	10,0	279	300
273	4,0	1,15	0,637	1,4	2	172,7	5,6	10,0	177	300
530 (фугляр)	4,0	1,15	0,51	1,4	2	138,3	8,2	10,0	420	500

t_{min} — минимально допустимая толщина стенки согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.12.2.1.2), не менее 1/100D_n, но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром до DN 200 включительно и не менее 4 мм для труб номинальным диаметром свыше диаметра 200 мм.

По результатам расчета для трубопроводов необходимо принять минимальную толщину стенки (t_{min}) равной 6,5 мм. Однако для данных трубопроводов принимается увеличенная толщина стенки исходя из номенклатуры заводов-изготовителей и пожеланий Заказчика, также это способствует увеличению срока службы трубопроводов.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							27
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

7.2.2 Расчёт трубопроводов на продольную устойчивость

Проверку общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия (обозначения коэффициентов, индексов и физических величин приведены в соответствие с обозначениями, принятыми в СП 36.13330.2012:

$$S_{\text{экв}} \leq mN_{\text{кр}} \quad (7.3)$$

где $N_{\text{кр}}$, кН критическое продольное усилие для подземных участков трубопровода определяется по формуле

$$N_{\text{кр}} = 2\sqrt{c_{\text{yo}} D_{\text{н}} EI} \quad (7.4)$$

где c_{yo} - обобщённый коэффициент нормального сопротивления грунта при поперечных перемещениях трубопровода вверх, МПа/см;

$D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубопровода, см;

E - модуль упругости стали, МПа;

I - момент инерции сечения трубопровода, м⁴.

Эквивалентное продольное усилие определяется по формуле

$$S_{\text{экв}} = (\alpha \Delta t E + 0,2 \sigma_{\text{кц}}) F \quad (7.5)$$

где α - коэффициент линейного расширения стали, град⁻¹;

Δt - расчетный температурный перепад, град;

F - площадь поперечного сечения трубы, см²;

$\sigma_{\text{кц}}$, МПа - кольцевые напряжения от внутреннего давления определяемые согласно СП 36.13330.2012 (п.12.4.2) по формуле

$$\sigma_{\text{кц}} = \frac{n P_{\text{раб}} D_{\text{вн}}}{2\delta} \quad (7.6)$$

Обобщённый коэффициент нормального сопротивления грунта при поперечных перемещениях трубопровода вверх определяется по формуле

$$c_{\text{yo}} = \frac{0,12 E_{\text{гр}} \eta_{\text{гр}}}{(1 - \mu_{\text{гр}}^2) \sqrt{l_0 D_{\text{н}}}} \left[1 - \exp\left(-\frac{2h_0}{D_{\text{н}}}\right) \right] \quad (7.7)$$

где $E_{\text{гр}}$ - модуль упругости грунта, Мпа;

$\eta_{\text{гр}}$ - коэффициент снижения сопротивления грунта;

$\mu_{\text{гр}}$ - коэффициент Пуассона грунта;

l_0 - единичная длина трубопровода, см;

Взам. инв. №						Лист
Подпись и дата						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

h_0 - расстояние от верха засыпки до оси трубопровода, см.

Исходные данные и результаты расчёта продольной устойчивости трубопроводов на суходольных участках представлен в таблице 7.3. Расчётные формулы (7.4), (7.5), (7.7) и характеристики грунта засыпки (пески мелкие, пески пылеватые, супеси) взяты из справочника: Айнбиндер А.Б. «Расчёт магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость». В расчётах использовались значения модуля упругости $E_{гр}$ грунтов нарушенной структуры, поэтому значение коэффициента снижения сопротивления грунта $\eta_{гр}$ принимается равным 1.

Таблица 7.3 - Результаты расчета продольной устойчивости трубопроводов на суходольных участках трасс

Обозначение	Пески мелкие			
D_n (см)=	27,3	27,3		
δ (см)=	1,0	1,0		
p (МПа)=	4,0	4,0		
m =	0,51	0,637		
E (МПа)=	206000	206000		
α (1/°C)=	0,000012	0,000012		
I (м ⁴)=	7,154E-05	7,154E-05		
F (см ²)=	82,62	82,62		
h_0 (см)=	93,65	93,65		
l_0 (см)=	100	100		
Δt (°C)=	87,0	87,0		
$E_{гр}$ (МПа)=	6	6		
$\mu_{гр}$ =	0,3	0,3		
$\eta_{гр}$ =	1	1		
c_{yo} (МПа/см)=	0,0151	0,0151		
$N_{кр}$ (кН)=	4934,00	4934,00		
$mN_{кр}$ (кН)=	2960,40	3700,50		
$S_{экв}$ (кН)=	1104,85	1104,85		

Согласно результатам расчёта нефтегазопроводов на продольную устойчивость при расчётных температурных перепадах, принятых в проектной документации и рабочем давлении $P_{раб.} = 4,0$ МПа эквивалентное продольное усилие меньше критического. Таким образом, при

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инов. № подл.																Лист
																				29
																			60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
																				29
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата															

минимальной глубине трубопроводов до верха, равной для нефтегазопроводов 0,8 м продольная устойчивость трубопроводов обеспечивается.

7.2.3 Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов

Расчет срока эксплуатации трубопроводов в проектной документации выполнен с учетом повышенной толщины стенки по отношению к расчетной, с учетом скорости коррозии трубной стали и с учетом срока службы антикоррозионного покрытия. Срок службы покрытия по данным завода–изготовителя – 10 лет.

Оценка общей (средней) скорости коррозии произведена по РД 39-0147103-362-86.

Согласно РД 39-0147103-362-86 (табл.5), перекачиваемый продукт по степени агрессивного воздействия относится к среднеагрессивным средам.

Согласно РД 39-0147103-362-86 (табл.2), скорость коррозии металла для среднеагрессивной среды составляет 0,1 - 0,5 мм/год.

Скорость коррозии по данным от заказчика для аналогичных трубопроводов без ингибирования и внутреннего покрытия составляет не более 0,5 мм/год.

Скорость коррозии трубопроводов, эксплуатируемых с применением ингибиторной защиты составит 0,1 мм/год (с учетом 80 % эффективности ингибиторной защиты). В расчете принят наихудший вариант без учета применения ингибиторной защиты.

При условии выполнения всех принятых в проектной документации решений максимально возможный (расчетный) срок службы трубопровода T с учетом отбраковочной толщины, скорости коррозии трубной стали, а также с учетом срока службы покрытия (на трубопроводах с внутренним покрытием), гарантируемого заводом не менее 10 лет, вычисляются по формуле:

$$T = \frac{\delta_{\text{нач}} - \delta_{\text{отбр}}}{a_k} + 10 \quad (7.8)$$

где $\delta_{\text{нач}}$ — начальная толщина стенки, мм;

$\delta_{\text{отбр}}$ — отбраковочная толщина стенки в соответствии с «Правилами безопасной в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г N534, мм;

a_k — скорость коррозии трубной стали по техническим условиям или государственным стандартам трубопрокатных заводов или по результатам диагностики аналогичных объектов, мм/год.

В качестве отбраковочной толщины стенки труб назначается большая из полученных по формулам:

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

$$\delta_{100\%} = \frac{\alpha n P D_n}{2(R_1 + nP)} \quad (7.9)$$

$$\delta_{20\%} = \frac{\alpha n P D_n}{2(0,9R_2^H \cdot m_3 + nP)} \quad (7.10)$$

где $\delta_{отб}$ — толщина стенки трубы или детали трубопровода, мм, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, мм;

P — рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_n — наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм;

n — коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

α — коэффициент несущей способности, для труб $\alpha = 1$;

$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$ — расчетное сопротивление материала труб и деталей технологических трубопроводов, МПа, где:

R_1^H — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по государственным стандартам или техническим условиям на соответствующие виды труб, МПа;

m_1 — коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

m_2 — коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сжиженных газов — 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т. п.) или токсичных, взрывоопасных и горючих жидкостей — 0,75; для инертных жидкостей — 0,9;

m_3 — коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промышленных трубопроводов принимается равным 1;

k_1 — коэффициент однородности материала труб: для бесшовных из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1 = 0,8$, для сварных труб из углеродистой и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали $k_1 = 0,85$;

R_2^H — нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по государственным стандартам или техническим условиям на соответствующие трубы, МПа.

Результаты расчета отбраковочной толщины стенки приведены в таблице 7.4

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т			

Таблица 7.4 - Результаты расчета отбраковочной толщины стенки трубопроводов

D_n , мм	P , МПа	n	R_1 , МПа	$\delta_{1отб}$, мм	$\delta_{2отб}$, мм	$\delta_{отбр\ расч}$, мм
273	4,0	1,2	235,2	3,4	2,1	3,4
377	4,0	1,2	235,2	4,7	2,9	4,7

Результаты расчета срока службы трубопроводов приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Расчетный срок службы трубопроводов

Диаметр, мм	Толщина стенки, мм		Скорость коррозии, (мм/год)	Расчетный срок службы (Т), лет
	Отбраковочная по ФНиП ($\delta_{отбр}$)	Принятая толщина стенки ($\delta_{нач}$)		
273	3,4	10,0	0,5	23,2
377	4,7	10,0	0,5	20,6

На основании анализа результатов расчета предполагаемого срока эксплуатации проектируемых трубопроводов и имеющихся данных по фактическим срокам службы существующих трубопроводов аналогичного назначения в проектной документации принят гарантированный срок службы равный 10 лет, назначенный согласно расчету – 20 лет.

По достижении гарантированного срока службы дальнейшая эксплуатация устройств, оборудования и сооружений без проведения экспертизы промышленной безопасности и установления срока дальнейшей безопасной эксплуатации объекта не допускается.

Работы по продлению срока безопасной эксплуатации трубопроводов рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до окончания нормативного (расчетного) срока эксплуатации.

В процессе проведения экспертизы промышленной безопасности трубопроводы подлежат техническому диагностированию, по результатам которого определяется состояние трубопроводов, фактическая скорость коррозии металла труб, оборудования и изоляции.

7.3 Основные технические решения промыслового трубопровода

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводной системы.

Проектная документация выполнена на основании:

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- Задания на проектирование объекта «Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина» утвержденного первым заместителем генерального директора-главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым в 2022 г;

- Типовых технических условий на разработку проектной документации: строительство, реконструкция (модернизация, тех.перевооружение) магистральных и промысловых трубопроводов (газопроводов, нефтегазопроводов, нефтепроводов, водоводов высокого и низкого давления), утвержденных первым заместителем генерального директора – главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Р.П. Пивоваровым в 2018 г;

- Исходные данные/Технические условия «Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина», утвержденных главным инженером ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» А.В. Косак 13.12.2022 г;

- Технических отчетов по инженерным изысканиям, выполненных ООО «ПроектИнжинирингНефть» в 2023 г.

Основные нормативные документы, использованные при разработке раздела:

- ГОСТ Р 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;

- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;

- Приказ № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Выбор трассы и размещение объектов ВПТ производится на основе результатов количественного анализа риска аварий с учетом природно-климатических особенностей территории, минимизации количества подводных переходов, распределения близлежащих мест заселения, гидрогеологических свойств грунтов, наличия близко расположенных производственных объектов, а также с учетом транспортных путей и коммуникаций, которые оказывают негативное влияние на безопасность ВПТ. Количественный анализ риска аварии по всей протяженности трубопроводов (риск возникновения аварии в любой точке трубопровода будет идентичен).

Строительство трубопроводов осуществляется в одну нитку. Прокладка трубопроводов предусмотрена подземным способом. Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 табл. 6, 7, ПУЭ (изд. 7) табл. 2.5.39.

Расстояние между трубопроводом и существующими сооружениями составляет:

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- не менее 10 м (от крайнего не отклонённого провода) от ВЛ до 20 кВ;
- не менее 15 м (от крайнего не отклонённого провода) от ВЛ до 35 кВ;
- не менее 100 м от городов и населенных пунктов;
- не менее 10 м от автодороги (от подошвы насыпи).

Расчет размеров земельных участков для размещения линейных объектов представлен в разделе 2 «Проект полосы отвода».

В процессе производства монтажных работ выполняется послеоперационный контроль качества сборки и сварки трубопроводов. Обнаруженные дефекты должны быть устранены.

Соединение труб и деталей с трубой по трассе и на узле запорной арматуры предусмотрено по технологии ручной электродуговой сварки с защитой сварных стыков втулкой.

Сварку и контроль сварных стыков стальных труб необходимо производить согласно требованиям ВСН 005-88 и ВСН 006-89, технических требований на трубы.

Сварные соединения трубопроводов, сварка которых осуществляется на трассе по месту, должны быть подвергнуты предварительному подогреву и специальной термической обработке в соответствии с ВСН 006-89, ВСН 005-88, РД 39-48124013-002-03.

Согласно «Правил охраны магистральных трубопроводов» п. 4.1 для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, для проектируемых трубопроводов установлена охранная зона вдоль трассы трубопровода - в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны (для многониточных трубопроводов - 25 м от осей крайних трубопроводов с каждой стороны).

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов вдоль подводных переходов, устанавливается охранная зона (п. 4.1 «Правила охраны магистральных трубопроводов») в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от осей крайних ниток трубопроводов на 100 м с каждой стороны.

В охранной зоне трубопроводов должны быть установлены предупредительные плакаты, запрещающие всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.13) и требований заказчика по трассе трубопровода не реже чем через 500 м, на всех углах поворота и на переходах через препятствия необходимо предусмотреть установку на местности линейных опознавательных знаков. На опознавательном знаке указывается: назначение трубопровода, диаметр, глубина заложения, километр или ПК трассы, владелец трубопровода, контактный телефон. Знаки

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

устанавливаются с правой стороны по ходу движения перекачиваемой среды, перпендикулярно к трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.

Опознавательные знаки необходимо установить:

- на всех углах поворота;
- на переходах через искусственные препятствия;
- на прямолинейных участках в пределах видимости, на углах поворота, пересечениях с естественными и искусственными преградами;
- по трассе не реже, чем через 500 м.
- на опознавательном знаке указывается:
 - местоположение оси трубопровода от оси знака;
 - назначение трубопровода;
 - диаметр;
 - глубина заложения;
 - километр и ПК трассы;
 - охранная зона;
 - владелец трубопровода;
 - номер телефона эксплуатирующей организации.

Для обозначения буферной зоны проектируемого объекта, на границе буферной зоны необходимо установить предупреждающие знаки.

Предупреждающие знаки (со щитами-указателями) должны быть высотой не менее 1,5 - 2 м от поверхности земли, устанавливаться в пределах прямой видимости, но не реже чем через 500 м, и на углах поворота (Постановление Госгортехнадзора РФ от 24 апреля 1992 г. N 9, п.3.1).

Согласно требований ГОСТ Р 12.4.026-2001 Приложение Г предупреждающий знак должен быть с информационным аншлагом по типу:



ВНИМАНИЕ!!!
ОПАСНОСТЬ!!!
ОПАСНАЯ ЗОНА С ПОВЫШЕННЫМ
СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА

Взам. инв. №							
	Подпись и дата						
Инв. № подл.							
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т
						35	

В соответствии с п. 6.1 СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования» проектируемые объекты относятся к 3 классу значимости. Количественная оценка возможных масштабов реализации террористических угроз проводилась в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 304 от 21.05.07 г. «О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Согласно проведённым расчетам зоны действия поражающих факторов не затрагивают населенных пунктов, при этом количество пострадавших не превысит 10 человек - чрезвычайные ситуации классифицируются как чрезвычайные ситуации локального характера. По размеру ущерба материального ущерба чрезвычайные ситуации классифицируются как чрезвычайные ситуации муниципального характера.

В соответствии с п. 8 СП 132.13330.2011 на объектах общей площадью более 1500 м² и классом значимости 3 необходимо предусматривать КПП в здании, систему контроля и управления доступом (СКУД) и средства визуального досмотра (СрВД).

Для предотвращения постороннего вмешательства и противодействию возможным террористическим актам на всех опасных производственных объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» приняты следующие меры:

- организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах;
- организовано получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам;
- организован пропускной и внутриобъектовый режим, обо всех случаях выявления подозрительных лиц или предметов информация немедленно передается в правоохранительные органы;
- регулярно проводится проверка инженерно-технических средств охраны, охранно-пожарной сигнализации объектов и ежедневная проверка всей системы связи.

Сведения о мероприятиях по антитеррористической защищенности проектируемых объектов приведены в разделе «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Сведения о объемах отходов и перечне мер по предотвращению аварийных выбросов приведены в разделе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

7.4 Технические решения по диагностике трубопроводов на этапе строительства

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Аттестация состояния и параметров трубопроводов осуществляются на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля, и технадзора за качеством строительного-монтажных работ. Эти данные определяют нормативную исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

В период выполнения строительного-монтажных работ, в соответствии с требованием «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждённые от 15.12.2020 приказ Ростехнадзора № 534 п.890, участки проектируемых трубопроводов, относящиеся к особо опасным (пересечение с водными преградами, автомобильными, технологическими коммуникациями) с целью тестирования качества каждого опасного участка подвергаются внутритрубной предпусковой диагностике. Перечень опасных участков приведено в таблице 5.1.1.

Трубопроводы также должны подвергаться кроме указанных требований контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

Сроки проведения ревизии трубопроводов устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозийных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов в период между ревизиями, но не реже чем 1 раз в 8 лет.

Первую ревизию вновь введенного в эксплуатацию трубопровода необходимо производить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

По результатам диагностирования составляются графики планово-предупредительных ремонтов, чтобы обеспечить длительную и безаварийную эксплуатацию трубопровода.

7.5 Запорная арматура

Для удобства обслуживания и ремонта, оперативного и безопасного отключения отдельных участков трубопроводов, разделения и переключения потока рабочей жидкости, для уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду в случае аварии, проектной документацией предусмотрена установка отключающей линейной запорной арматуры на врезке проектируемых трубопроводов в существующие по трассам в местах, удобных для обслуживания задвижек.

Размещение запорной арматуры выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 п.9.2.1, п.9.2.2.

Проектной документацией предусмотрена установка отключающей линейной запорной арматуры:

- на расстояниях не более (не дальше друг от друга) – 5 км;

Взам. инв. №						Лист
Подпись и дата						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

- на участках перехода через водные преграды и заливаемую пойму выполнена по обе стороны перехода выше отметок 10% ГВВ (ПК12+80, ПК24+68);

- для подключения К-3 (ПК27+78);

- охранный узел на расстоянии не менее 300 м от МНС (ПК45+11).

Место установки узлов запорной арматуры приведены в графической части.

Запорная арматура принята класса герметичности «А» по ГОСТ 9544-2015, на технологические параметры трубопроводов (рабочее давление и диаметр, принятые по заданию заказчика, в соответствии с выполненными гидравлическими расчетами и в соответствии с перекачиваемой средой). Климатическое исполнение задвижек по ГОСТ 15150-69 - ХЛ1.

В качестве запорной арматуры приняты задвижки клиновые полнопроходные давлением 4,0 МПа с ручным управлением и электроприводом.

Присоединение арматуры к трубопроводу – фланцевое. Арматура поставляется с ответными фланцами и приварными патрубками.

На задвижки с электроприводом устанавливаются электроприводы взрывозащищенные с маркировкой взрывозащиты IExdПВТ4 многооборотные типа В-А, В-Б, В-В, В-Г, В-Д применяются для управления трубопроводной запорной арматурой в химической, нефтяной, газовой, энергетической отраслях промышленности где требуется повышенная надежность и безопасность электропривода. Взрывозащищенные электроприводы могут устанавливаться во взрывоопасных зонах класса ПВ по ГОСТ Р 51330.0-99 в помещениях, на открытом воздухе под навесом, в соответствии с ПУЭ гл. 7.3 для оборудования с маркировкой взрывозащиты IExdПВТ4, так же поставляются привода с маркировкой ХЛ-1 для холодных климатических условий.

На узлах запорной арматуры предусмотрены задвижки клиновые DN 50 мм PN 4,0 МПа с заглушками для выпуска воздуха и слива жидкости во время продувки и опрессовки.

Вся применяемая запорная арматура должна проходить испытания на стойкость к сульфидно-коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН).

Допустимый срок службы оборудования и арматуры рассчитывается и указывается заводом-изготовителем в технических условиях или в паспорте на данные изделия в зависимости от характеристики среды (нефть, газ, вода, агрессивная/неагрессивная среда по отношению к коррозии металла), параметров работы (давление, диаметр, температура) и климатического исполнения.

Срок службы по данным заводов-изготовителей для задвижек составляет 20 лет.

Принятая к применению трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, иметь заводскую маркировку,

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

сертификаты соответствия государственным стандартам России и разрешения на применение в нефтяной и газовой промышленности.

Сертификация оборудования, эксплуатируемого на ОПО, проводится на соответствие требованиям ТР ТС 010/2011.

Таким образом, в проектной документации применены оборудование, трубы и трубопроводная арматура, которые разработаны специализированными организациями и изготовлены заводами, имеющими длительный опыт работы. Трубы, запорная арматура, камеры СОД проходят заводское испытание и соответствуют требованиям Ростехнадзора по промышленной безопасности. Материалы технологического оборудования, трубопроводов и строительных конструкций приняты с учетом низких температур окружающего воздуха.

Технические средства, технологические процессы, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, в том числе иностранного производства, используемые в производственных процессах нефтегазовой промышленности, должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификаты соответствия.

В проектной документации используются технические устройства, оборудование, материалы и изделия, имеющие документы, подтверждающие их соответствие техническим регламентам "О безопасности машин и оборудования", "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением", "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах", ст.7 ФЗ от 21.07.1997г. №116-ФЗ и ст.20 ФЗ от 27.12.2002г. № 184-ФЗ.

Технические устройства, оборудование, материалы и изделия, применяемые на опасных производственных объектах, впервые выпускаемые в обращение на территории Российской Федерации, подлежат обязательному подтверждению соответствия (согласно части 5 статьи 1, части 3, 4 статьи 8 технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" (ТР ТС 010/2011), части 2 статьи 1 технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013), части 1 статьи 6 технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011), ст. 7 ФЗ от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ).

В соответствии с требованиями технического регламента Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" частей 3, 4 статьи 8 машины и (или) оборудование, выпускаемое в обращение на единой таможенной территории Таможенного союза подлежат обязательной сертификации или декларирования соответствия:

- согласно перечню машин и оборудования, подлежащих обязательной сертификации,

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист	
			60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т							39
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- согласно перечню машин и оборудования, подлежащих декларированию настоящего технического регламента.

Заводы-изготовители технологического оборудования, труб, соединительных деталей трубопроводов, средств защиты трубопроводов от коррозии, применяемых в данной проектной документации, определяются на тендерной основе.

Сведения о сертификате соответствия или о декларации прилагаются к паспорту машины и (или) оборудования или входят в комплект сопроводительных документов.

На камере приема СОД в районе МНС предусматривается узел контроля скорости коррозии. УКК установлены на надземном участке. Сбор информации с данной системы будет производиться оператором по месту.

Всё нефтепромысловое оборудование, устанавливаемое на опасном производственном объекте должно иметь декларации соответствия по схеме 5д требованиям ТР ТС 010/2011 и сертификатов на тип оборудования.

Для контроля давления в трубопроводах на узлах запорной арматуры, проектной документацией предусматривается установка манометров. Манометры применяются в условиях эксплуатации отрицательных температур (окружающая среда от минус 50 до плюс 60 °С). Для установки манометров проектной документацией предусмотрена добышка под приварку из стали 20А и разделитель сред РС-21.

Для сохранения температурного режима трубопроводной системы надземные участки узлов запорной арматуры и подземные вертикальные участки теплоизолируются. Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры должны быть съёмными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 (п.5.20).

На всех узлах запорной арматуры, на прямых участках до и после задвижек предусматривать в теплоизоляции съёмные лючки для подключения диагностических приборов.

Конструктивное исполнение узлов запорной арматуры уточняется на стадии разработки рабочей документации. Арматура на нефтегазопроводах заземляется.

Конструкция теплоизоляционного покрытия приведена в данном томе пункте 7.10 «Изоляция трубопроводов».

Подъезд к узлам запорной арматуры осуществляется по проектируемым круглогодичным автодорогам. Для беспрепятственного доступа персонала на узлы запорной арматуры предусматриваются съезды с автодороги на куст 2.

Для предотвращения несанкционированного проникновения на территорию технологического объекта территория площадки УЗА имеет ограждение по периметру с калиткой, закрываемой на замок. Конструкция ограждений приведена графической части тома.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Взрывоопасные зоны определены в исполнении п. 149 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 № 534 и определены согласно Приложения 5.

Узел запорной арматуры, камера СОД определена зона 2 с радиусом 3 м.

Свеча сброса с дренажных ёмкостей определена зоной 0 радиусом 1,5 м и высотой 3 м, зоной 1 радиусом 3 м и высотой 6 м, зоной 2 радиусом 5 м и высотой 8 м.

7.6 Очистка и диагностика проектируемых трубопроводов

Очистку и диагностику состояния внутренней полости проектируемых нефтегазопроводов в процессе эксплуатации предусмотреть путем пропуска очистных и диагностических устройств через существующие камеры пуска и приёма.

Размещение запорной арматуры и камеры пуска СОД предусматривается на площадке куста скважины №2, камеры приема СОД в районе МНС.

Согласно СП 36.13330-2012 (п. 8.1.7) на узлах запорной арматуры равнопроходных ответвлений от основного трубопровода, а также неравнопроходных ответвлений, номинальный диаметр которых составляет свыше 0,3 номинального диаметра основного трубопровода предусматриваются тройники с решетками, исключающие возможность попадания очистного устройства в ответвление.

Для беспрепятственного прохождения очистных устройств по трассам трубопровода предусматриваются отводы радиусом изгиба 5 DN согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п. 9.1.8).

7.7 Описание основных конструктивных строительных решений

Данные для расчета конструкций приняты в соответствии с СП 131.13330.2020, СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия» и отчетом по инженерно-геологическим изысканиям.

Временные нормативные нагрузки на конструкции приняты по СП 20.13330.2016. Кроме этого, конструкции рассчитаны на нагрузки, возникающие на любых этапах строительства или монтажа, а также на нагрузки при испытаниях трубопроводов и оборудования.

Марки стали для металлических конструкций выбирались в соответствии с СП 16.13330.2017, СП 53-102-2004.

Оценка несущей способности оснований и фундаментов выполнена в соответствии с СП 22.13330.2016, СП 24.13330.2021, СП 50-101-2004, СП 50-102-2003.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Узлы запорной арматуры

В проекте предусматривается устройство узлов запорной арматуры с надземной установкой запорной арматуры. Опираение арматуры производится на металлические сваи из труб 219х7 по ГОСТ 10704-91.

В качестве ограждения узлов запорной арматуры используется плоские секции с рамой из уголков по ГОСТ 8509-93 и сеткой 50-3,0-0 по ГОСТ 5336-80*. Высота ограждения от планировочной отметки принята 2,2 м.

Плоские секции крепятся к металлическим стойкам ограждения, выполненным из труб 159х6 по ГОСТ 10704-91. Стойки опираются на металлическую раму, выполненную из металлической трубы 159х6 по ГОСТ 10704-91. Рама опирается на сваи, выполненные из металлических труб по ГОСТ 10704-91.

Предусмотрено устройство калитки, для возможности доступа на территорию. Калитка представляет собой металлическую раму из сварных прокатных профилей по серии 3.017-3, в.5.

Опора крепления для КТПС

Для крепления КТПС предусмотрена опора из трубы 219х7 по ГОСТ 10704-91 высотой 4,0 м на свайном основании из трубы 219х7 по ГОСТ 10704-91.

Площадки обслуживания КТПК

Металлической площадки размерами в плане 2,0х2,1 м, высотой 1,3 м от уровня планировочной отметки земли. Металлические балки площадки опираются на оголовки свай из стальных труб 159х6 по ГОСТ 10704-91. Покрытие площадки запроектировано из просечно-вытяжной стали. Для подъема на площадку предусмотрена стальная лестница с ограждением. По периметру площадки - металлическое ограждение высотой 1,25 м.

Кабельная эстакада

Проектом предусмотрена надземная прокладка электрических сетей по эстакадам.

Несущие конструкции электрических эстакад запроектированы из условия обеспечения высоты 2,5 м от планировочной поверхности земли до низа электрических конструкций. Фундаменты под эстакады запроектированы свайные. Сваи приняты металлические из труб.

Ригели, к которым крепятся электротехнические конструкции, выполнены из коробчатого профиля по ГОСТ 30245-2003 и шарнирно оперты на опоры.

Опоры проектируемой эстакады жестко соединены с оголовками свай.

Сваи жестко заземлены в грунте. Шаг свай – не более 6,0 м.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инд. № подл.							Лист	
									42	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	

Опоры ВЛ

В качестве опор ВЛ 6 кВ применены опоры по типу серии по Арх. №25.0074.

Опоры ВЛ 6 кВ стальные выполнены из труб 168x7,3 по ГОСТ 632-80 из стали 09Г2С-8.

Для опор ВЛ фундаментами служат металлические сваи из труб по ГОСТ 10704-91.

Расчетная схема установки принята следующая:

1. Опора ВЛ (условно принимаем за стержневую конструкцию) жестко соединена со свайей;
2. Сваи жестко защемлены в грунте.

Принятые конструкции, а также расчетные нагрузки на фундаменты представлены в графической части тома.

Стальные конструкции

Марки сталей, национальные стандарты и технические условия на стали для металлических конструкций приняты на основании СП 16.13330.2017.

Для конструкций группы 2, 3 приняты стали марок С355-5 по ГОСТ 27772-2021 и 09Г2С-8 по ГОСТ 19281-2014 в соответствии с таблицей В.1 приложения В СП 16.13330.2017.

Для конструкций группы 4 принята сталь С255-4 по ГОСТ 27772-2015 и Вст3сп5 ГОСТ 380-2005.

Металлические сваи выполняются из труб диаметром 159x6, 219x7 мм. Сортамент труб по ГОСТ 10704-91, из стали марки 09Г2С-8 по ГОСТ 19281-2014.

Стальные конструкции запроектированы из стального профильного проката, труб и прямоугольного замкнутого профиля.

Для несущих стальных конструкций 2, 3 групп металл проката должен удовлетворять требованиям по ударной вязкости (по ГОСТ 9454-78) KCV при температуре испытаний минус 20 °С не менее 34 Дж/см².

Металл проката, используемого для вспомогательных стальных конструкций 4 группы должен удовлетворять требованиям по хладостойкости KCV-0 (ударная вязкость по ГОСТ 9454) не менее 34 Дж/см².

Сварные соединения

Сварные соединения стальных конструкций выполнять по ГОСТ 5264-80 в соответствии с указаниями СП 16.13330.2017.

Для стали С255 при ручной дуговой сварке применяются электроды Э46А по ГОСТ 9467-75, для стали С355, 09Г2С – электроды Э50А по ГОСТ 9467-75.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							43
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

При автоматической сварке применять сварочную проволоку марки Св-08Г2С по ГОСТ 2246-70. Все сварочные работы должны вестись в соответствии с требованиями СП 70.13330.2012, а также СНиП 12-03-2001.

Высоту сварных швов принять по наименьшей толщине свариваемых элементов и в соответствии с требованиями таблицы 38 СП 16.13330.2017.

Указания по подготовке поверхности стальных конструкций к нанесению антикоррозийной защиты:

Поверхность металла перед нанесением покрытия необходимо очистить от продуктов коррозии и окалины механическим способом до степени очистки 2 по ГОСТ 9.402-2004. Шероховатость поверхности после обработки должна соответствовать техническим требованиям на наносимый материал.

Указания по антикоррозионной защите надземных неоцинкованных металлических конструкций:

Антикоррозионную защиту металлических конструкций выше уровня земли, выполнить системой лакокрасочного покрытия, состоящего из 2 слоев грунт-эмали СБЭ-111 "УНИПОЛ" марки "АМ" по ТУ 2313-001-92638584-2001 (толщина слоя - 80 мкм). Общая толщина покрытия - 160 мкм.

Указания по антикоррозионной защите свай и подземных неоцинкованных металлических конструкций:

Антикоррозионную защиту металлических свай, а также металлических конструкций частично или полностью соприкасающиеся с грунтом, выполнить системой лакокрасочного покрытия, состоящего из 3 слоев грунт-эмали СБЭ-111 "УНИПОЛ" марки "Б" по ТУ 2312-001-59846005-2003 (толщина слоя - 80 мкм). Общая толщина покрытия - 240 мкм.

Внутреннюю полость свай необходимо заполнить сухой цементно-песчаной смесью 1:5.

Защита от морозного пучения

Подбор диаметра, длины и количества свай в фундаментах выполняется в зависимости от нагрузок, высоты фундаментов, инженерно-геологического строения площадки с учетом касательных сил морозного пучения.

Для снижения касательных сил морозного пучения сооружения запроектированы на свайных фундаментах с заанкериванием фундаментов в грунтах, залегающих глубже сезоннопромерзающего слоя с обмазкой кремнийорганической эмалью КО-198 по двумя слоями.

Описание конструктивных и технических решений подземной части объекта капитального строительства

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

При проектировании фундаментов учтены требования СП 22.13330.2016, СП 24.13330.2011, СП 26.13330.20112, СП 50-101-2004, СП 50-102-2003.

Фундаменты сооружений предусматриваются свайные. Сваи металлические из труб по ГОСТ 10704-91 из стали марки 09Г2С-8 по ГОСТ 19281-2014. Ростверки металлические из прокатных профилей.

Под все объекты со свайным основанием согласно инженерно-геологическим изысканиям проводилось определение несущей способности свай под острием и по боковой поверхности сваи согласно СП 24.13330.2021 с учетом коэффициента надежности по уровню ответственности сооружения, $\gamma_n=1,0$.

Погружение свай выполнять забивным способом\

Нижний конец металлических свай выполняется с заваренным наконечником (свая с острием).

7.8 Описание решений по электроснабжению

Исходные данные

Проектная документация выполнена согласно постановлению Правительства № 87 и в соответствии с составом проектной документации, представлена отдельным томом.

Раздел электроснабжения по проекту «Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина» разработан на основании:

- Задания на проектирование объекта «Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина» от 26.12.2022г.;
- Технических условий на электроснабжение от 19.12.2022г

Технические решения, принятые в проектной документации, соответствуют требованиям экологических, санитарно-гигиенических, технологических и других норм, правил, стандартов, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных данным проектом.

Настоящий проект предусматривает:

- электроснабжение узлов нефтегазопровода;
- молниезащита и заземления всех проектируемых установок и оборудования на узлах нефтегазопровода;
- проектирование ответвительных ВЛЗ 6 кВ.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
										45
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Система электроснабжения

7.8.1 Характеристика источников электроснабжения в соответствии с техническими условиями на подключение объекта капитального строительства к сетям электроснабжения общего пользования

Проектной документацией предусмотрено электроснабжение объекта «Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина».

В соответствии с техническими условиями на электроснабжение, источником электроснабжения является ЗРУ-6кВ ПС 35/6 кВ «Алабушина».

Для электроснабжения узла 2 нефтегазопровода предусматривается установка трансформаторной подстанции столбового типа КТПС - 25/6/0,4 кВ мощностью 25 кВА. КТПС устанавливается на проектируемую опору ВЛ. Для электроснабжения узлов 3 и 5 нефтегазопровода предусматривается установка КТПК – 25М-6/0,4 кВ мощностью 25 кВА.

В качестве аппаратов защиты, для сетей 0,4 кВ, приняты автоматические выключатели с комбинированным расцепителем, выбранные с учетом селективного отключения поврежденного участка сети и нормированного по ПУЭ п.1.7.79 времени отключения.

Все автоматические выключатели проверяются:

- на соответствие номинального тока расцепителя расчетному току нагрузки $I_{нр} > I_p$;
- на соответствие тока уставки отсечки пусковому току двигателей $I_o > I_{пуск}$;
- на соответствие предельной коммутационной способности максимальному (трехфазному) току КЗ в начале линии $I_{пк} > I_{кз \max}$;
- по отключающей способности при минимальном (однофазном) токе КЗ в наиболее удаленной точке линии $I_{кз \min} \geq I_o$.

Система заземления TN-S.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Индв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
										46

7.8.2 Обоснование принятой схемы электроснабжения, выбора конструктивных и инженерно-технических решений, используемых в системе электроснабжения, в части обеспечения зданий, строений и сооружений требованиям энергетической эффективности, и требованиям оснащения их приборами учета используемых энергетических ресурсов (за исключением зданий, строений, сооружений, на которые требования энергетической эффективности и требования оснащённости их приборами учета используемых энергетических ресурсов не распространяются)

Схема электроснабжения проектируемого объекта принята из условия обеспечения III категории надежности электроснабжения.

Надежность электроснабжения III категории для узлов нефтегазопровода обеспечивается наличием одного источника питания.

Учет электроэнергии нефтегазопровода осуществляется счетчиками, установленными на вводе в РУНН-0,4 кВ.

КТПС и КТПК установлена в соответствии с п. 7.3.84 ПУЭ Таблица 7.3.13 в 25 метрах от наружных установок категории АН.

7.8.3 Сведения о количестве энергопринимающих устройств, об их установленной, расчетной и максимальной мощности

Основными потребителями электроэнергии на напряжение 0,4 кВ на узле сбора конденсата являются:

- электроприводная арматура;
- шкаф станции управления телемеханики.

Установленная мощность проектируемых электроприемников составила 5,5 кВт, расчетная мощность – 5,5 кВт, годовой расход электроэнергии – 48,18 тыс.кВт·ч.

Расчет электрических нагрузок выполнен в соответствии с РТМ 36.18.32.4-92*. Результаты расчета проектируемых электрических нагрузок приведены в таблице 7.6.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							47
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица 7.6 – Расчет электрических нагрузок узла сбора конденсата:

Потребитель	Общая установленная мощность, кВт	Ки	cosφ	Составляющие расчетной мощности			Годовой расход эл.энергии, тыс.кВт·час
				кВт	кВАр	кВА	
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина							
Электроприводная арматура	3,0	1,0	0,75				
Шкаф управления	2,5	1,0	0,75				
Итого	5,5	1,0	0,75	5,5	1,22	6,6	48,18

7.8.4 Требования к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии

По обеспечению надежности электроснабжения объект «Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина» узлы 2, 3, 5 нефтегазопровода относится к III категории надежности электроснабжения.

Для электроприемников третьей категории электроснабжение может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, не превышают 1 суток.

Электроснабжение потребителей обеспечивается от сетей существующей энергосистемы, которая несет ответственность за качество поставляемой электроэнергии – ее соответствие требованиям ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

Низкое качество электроэнергии может приводить к убыткам, связанным с отказами и сбоями в работе технологического оборудования, выходу оборудования из строя. Устройств, искажающих качество электроэнергии, в проектируемой схеме электроснабжения нет.

7.8.5 Описание решений по обеспечению электроэнергией электроприемников в соответствии с установленной классификацией в рабочем и аварийном режимах

Проектной документацией предусмотрено электроснабжение проектируемых узлов нефтегазопровода. В соответствии с техническими условиями на электроснабжение предусмотрено:

- Проектирование ответвительных ВЛЗ 6 кВ. от существующей ВЛЗ 6 кВ. Ф.5А;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							48

- Применение изолированного провода СИП3-3(1x16) для ВЛЗ 6 кВ;
- Применение стеклянных изолирующих подвесок, для проводов на ВЛЗ 6 кВ;
- Установка разъединителя типа РЛК-СЭЩ-10-УХЛ-1;
- Установка защиты от грозовых перенапряжений на основе РДИП-10-IV-УХЛ-1.

Для проектируемой ВЛЗ 6 кВ в соответствии с техническими условиями на электроснабжение, приняты стальные опоры, по типу серии 25.0074 «Опоры ВЛ 6-10 кВ из стальных труб для районов крайнего севера».

Пересечение проектируемой ВЛЗ 6 кВ. с существующими коммуникациями и сооружениями выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ 7 изд.

7.8.6 Описание проектных решений по компенсации реактивной мощности, релейной защите, управлению, автоматизации и диспетчеризации системы электроснабжения

Проектом предусматривается защита от перегрузки, междуфазных и однофазных коротких замыканий на отходящих линиях 0,4 кВ.

7.8.7 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в системе электроснабжения, позволяющих исключить нерациональный расход электрической энергии, и по учету расхода электрической энергии, если такие требования предусмотрены в задании на проектирование

Экономия потребления электроэнергии осуществляется следующими мероприятиями:

Применение электрооборудования с наименьшими показателями потребления электроэнергии.

7.8.8 Описание мест расположения приборов учета используемой электрической энергии и устройств сбора и передачи данных от таких приборов, а также технических решений включения приборов учета электрической энергии в интеллектуальную систему учета электрической энергии (мощности)

Учет электроэнергии нефтегазопровода осуществляется счетчиками, установленными на вводе в РУНН-0,4 кВ.

7.8.9 Сведения о мощности сетевых и трансформаторных объектов

Для электроснабжения проектируемых потребителей 0,4 кВ предусматривается установка трансформаторной подстанции столбового типа КТПС-25/6/0,4-УХЛ1 и КТПК-25/6/0,4-УХЛ1 с силовыми масляными трансформатором.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Мощность трансформатора выбрана с учетом: надежности электроснабжения, возможности расширения.

Технические характеристики трансформаторной подстанции приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 - Технические данные трансформаторов

Наименование параметра	Значение параметра
Режим заземления нейтрали	глухозаземленная
Напряжение первичной обмотки, В	6000
Напряжение вторичной обмотки, В	400
Количество, шт x мощность трансформаторов, кВА	25
Схема и группа соединений	Ун-0 /Ун-11
Регулирование напряжения	на стороне ВН, ручное, при полном отключении
Напряжение короткого замыкания, %	4,5
Потери холостого хода, Вт	160
Потери короткого замыкания, Вт	880

7.8.10 Решения по организации масляного и ремонтного для объектов производственного назначения

Гофрированный бак обеспечивает необходимую поверхность охлаждения без применения съемных охладителей, что значительно увеличивает надежность трансформатора. Расчетный срок службы трансформатора 25 лет.

Трансформатор ТМГ изготавливается в герметичном исполнении, его внутренний объем не имеет сообщения с окружающей средой. Трансформатор полностью заполнен трансформаторным маслом. Расширитель и воздушная или газовая "подушка" у трансформатора отсутствуют. Это значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шламообразование.

Трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор дегазируется. Благодаря этому масло своих свойств практически не меняет в течение всего срока службы трансформатора, поэтому производить отбор пробы масла не требуется. Трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации. Для контроля полноты заполнения бака маслом трансформатор ТМГ снабжается поплавковым маслоуказателем, расположенным на крышке.

В нижней части бака имеются узел заземления и сливная пробка.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							50
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Техническое обслуживание трансформаторов осуществляется силами централизованной эксплуатационной службы.

Техническое обслуживание оборудования и основных узлов выполняется ремонтными службами по месту их установки. При невозможности проведения текущего ремонта по месту, а также в случае капитального ремонта, оборудование демонтируется и отправляется в специализированное ремонтное предприятие. Узлы и детали, не подлежащие ремонту, заменяются новыми.

7.8.11 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

Электроустановки напряжением 380/220 В узла сбора конденсата в отношении мер электробезопасности относятся к сетям с глухозаземленной нейтралью, с системой заземления TN-S, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания посредством нулевых защитных проводников РЕ. При этом питающая и распределительная сеть (TN-S), в которой рабочий и защитный проводники разделены (TN-S), выполняется пятипроводной или трехпроводной.

Для защиты от прямого прикосновения предусмотрено применение электрооборудования и проводников с изоляцией, соответствующей нормативным требованиям.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении используется защитное заземление, автоматическое отключение питания, система уравнивания потенциалов.

Для заземления электроустановок, строительных конструкций, молниеприемника, предусматриваются комбинированные заземляющие устройства. Комбинированное заземляющее устройство состоит из естественных заземлителей, искусственных горизонтальных (оцинкованная стальная полоса 5x40 мм) и вертикальных (оцинкованный стальной круг диаметром 18 мм, длиной 5,0 м) заземлителей, проложенных в земле на глубине не менее 0,7 м. В качестве естественных заземлителей используются фундаменты сооружений, металлическое ограждение и металлические конструкции кабельных эстакад. Для связи заземлителей разных типов между собой используется стальная оцинкованная полоса 5x40 мм.

Защита от вторичных проявлений молнии осуществляется присоединением металлических корпусов всего оборудования и аппаратов к заземляющему устройству.

Болтовые и сварные соединения, а также заземляющие проводники (кроме заземляющих проводников, проложенных в земле) должны быть защищены от коррозии покрытием краской или лаком в соответствии с требованиями СП 76.13330.2016. Места соединения стыков в воздухе должны быть окрашены в черный цвет, а в земле покрыты битумным лаком.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								51
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

В соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ изд. 7, раздел 2, п. 2.5.129) все опоры ВЛ должны быть заземлены. Металлическая свая опоры из труб в ненаселенной местности обеспечивает нормируемое сопротивление заземления $0,3 \cdot r$ Ом и дополнительных заземляющих устройств не требует.

Для опор с электрооборудованием, обеспечивается нормируемое сопротивление заземления не более 10 Ом, выполнены отдельные контуры заземления с применением стальной оцинкованной полосы 5x40 мм и вертикальных стальных заземлителей Ду=18 мм.

После окончания работ по монтажу опор, выполняются замеры сопротивления и устанавливаются дополнительные электроды из вертикальных заземлителей Ду=18 мм горячего цинкования, соединенных стальной полосой 5x40 мм горячего цинкования, если сопротивление превышает нормируемую величину. Все работы по монтажу заземляющих устройств выполняются с составлением акта освидетельствования скрытых работ.

7.8.12 Сведения о типе, классе проводов и осветительной арматуры, которые подлежат применению при строительстве объекта капитального строительства

Сечения кабелей напряжением до 1 кВ выбраны по расчетному току нагрузки и проверены на потерю напряжения и отключающую способность аппаратов защиты при минимальном токе КЗ.

Сети узлов напряжением 0,4 кВ от РУНН КТПС-25-6/0,4 кВ выполняются бронированными кабелями марки ВБШвнг(А)-ХЛ, с медными жилами и оболочкой из ПВХ-пластиката по конструкциям вновь проектируемой кабельной эстакаде. Отметка нижних полок кабельных эстакад не менее +2,500 от уровня земли и не менее +6,000 от уровня дорожного полотна при пересечении кабельной эстакадой автомобильных дорог и проездов.

Электрические сети защищены от сверхтоков в соответствии с требованиями ПУЭ (6, 7 издания) и ГОСТ Р 50571.4.43-2012. Защита электрических сетей от сверхтоков выполнена автоматическими выключателями с комбинированными расцепителями.

7.8.13 Описание системы рабочего и аварийного освещения

Наружное освещение территории узла нефтесборного коллектора проектной документацией не предусмотрены.

7.8.14 Описание дополнительных и резервных источников электроэнергии, в том числе наличие устройств автоматического включения резерва (с указанием одностороннего или двустороннего его действия)

Дополнительные и резервные источники электроэнергии для узла нефтесборного коллектора проектной документацией не предусмотрены.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

7.8.15 Перечень мероприятий по резервированию электроэнергии

Резервные источники электроэнергии для узла нефтесборного коллектора проектной документацией не предусмотрены.

7.8.16 Перечень энергопринимающих устройств аварийной и (или) технологической брони и его обоснование

Энергопринимающие устройства аварийной и технологической брони на проектируемом объекте не предусматриваются.

7.9 Конструктивные решения

7.9.1 Основные решения по прокладке

Все строительные-монтажные и земляные работы производятся в соответствии с требованиями нормативных документов СП 45.13330.2017, ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88, ВСН 006-89.

Способ прокладки трубопроводов и глубина заложения приняты в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и технических требований Заказчика на проектирование.

Укладку труб необходимо производить в соответствии с требованиями ВСН 005-88.

Исключение составляют переходы пересечения с подземными инженерными коммуникациями, с автомобильными дорогами, где глубина заложения трубопроводов принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий перехода и согласований заинтересованных организаций.

Исходя из условий защиты трубопровода от механических повреждений, а также руководствуясь положением ГОСТ Р 55990-2014 п.9.3.1, глубина заложения нефтегазопроводов до верхней образующей трубы принимается на минеральных грунтах не менее 0,8 м.

Проектируемые трубопроводы проложены в слоях среднепучинистых грунтов. Для уменьшения воздействия сил пучения на трубопроводы предусмотрена замена грунта (песком с размером твердых фракций в поперечнике до 5 мм). Засыпку осуществить песком на высоту 0,4 м и по 0,4 м в каждую сторону от трубопровода с подбивкой пазух и равномерным послойным его уплотнением.

Способ разработки траншей и прокладки трубопроводов принимается на основании материалов инженерных строительства согласно действующим нормам проектирования с учетом экономических показателей и технической оснащенности подрядных организаций.

При подземной прокладке трубопроводов разработка траншеи на суходоле ведется одноковшовым экскаватором, засыпка – бульдозером.

Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							53

К моменту укладки трубопроводов дно траншеи должно быть очищено от веток и корней деревьев, камней, мерзлых комков, льда и других предметов, которые могут повредить антикоррозионное покрытие, и выровнено.

При строительстве трубопроводов в зимний период времени и устройстве траншеи при промерзании грунта на всю глубину разработки целесообразно использовать предварительное рыхление грунтов тракторными рыхлителями.

При засыпке траншей мерзлым грунтом (если строительство выполняется в зимнее время) для предохранения покрытия трубопровода первоначально выполняется засыпка размельченным грунтом на высоту 0,2 - 0,3 м из отвала, после чего производится остальная засыпка с устройством грунтового валика, с учетом последующей его осадки при оттаивании.

Конкретно по каждому участку трасс способ прокладки необходимо уточнять на стадии разработки рабочей документации после выполнения полевых инженерно-геологических изысканий для строительства.

При засыпке траншей необходимо обеспечить:

- проектное положение трубопроводов;
- сохранность труб и изоляционного покрытия;
- плотное прилегание трубопроводов ко дну траншеи.

Фиксацию проектируемых трубопроводов (ликвидацию захлестов) следует производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 30 °С.

Согласно Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», профиль прокладки проектируемого трубопровода принят самокомпенсирующимся, т. е. повороты по трассе используются как самокомпенсация трубопровода от воздействия продольных перемещений.

В соответствии с проведенными расчетами на прочность и общую устойчивость уложенных в траншеи трубопроводов, криволинейные очертания их в вертикальной и горизонтальной плоскостях, достигаются укладкой сваренных плетей труб по кривым с радиусами в пределах упругой деформации или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов $R=5D$.

Значение допустимых радиусов упругого изгиба для трубопроводов приведено в таблице 7.2.

7.9.2 Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями

Проектируемый трубопровод пересекает существующие трубопроводы.

Ведомость пересечений трубопроводов с коммуникациями представлена в отчете по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненным ООО «ПроектИнжинирингНефть» и в таблице 7.8.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
										54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

При пересечении существующих трубопроводов проектируемый трубопровод прокладывается с обеспечением расстояния в свету между существующими трубами не менее 350 мм в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.9). Пересечения с действующими трубопроводами выполняются под углом не менее 60 °.

До начала строительства предусмотрен демонтаж пересекаемых существующих трубопроводов.

Заглубление проектных трубопроводов под существующими коммуникациями выполняется укладкой труб в спробирированную траншею по кривым с радиусами в пределах упругой деформации без применения стандартных отводов.

Для проезда строительной техники через трубопроводы на момент строительства устраиваются переезды, конструкция переезда приведена на рисунке 7.1.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2,0 м в обе стороны от пересекаемых промышленных трубопроводов должны производиться вручную без применения ударных инструментов согласно РД 102-011-89 (п. 8.2.2.1).

Переезд представляет собой насыпь из уплотненного грунта шириной 6 м со сплошным настилом из бревен диаметром 18 - 20 см, скрепленных между собой. По краям настила устанавливаются ограничительные брусья. Поверх настила отсыпается слой минерального грунта не менее 20 см. Расстояние в свету от настила до верхней образующей пересекаемого трубопровода должно быть не менее 1,4 м.

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.9.3.13) по трассам проектируемых трубопроводов на переходах через существующие коммуникации устанавливаются аншлаги размером 500x1000 мм, запрещающие остановку транспорта и определяющие охранные зоны трубопроводов. Оформление аншлагов выполняется согласно требованиям ГОСТ 12.4.026-2015.

При пересечении строящихся трубопроводов с подземными коммуникациями производство строительного-монтажных работ допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации, и в присутствии ее представителя.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

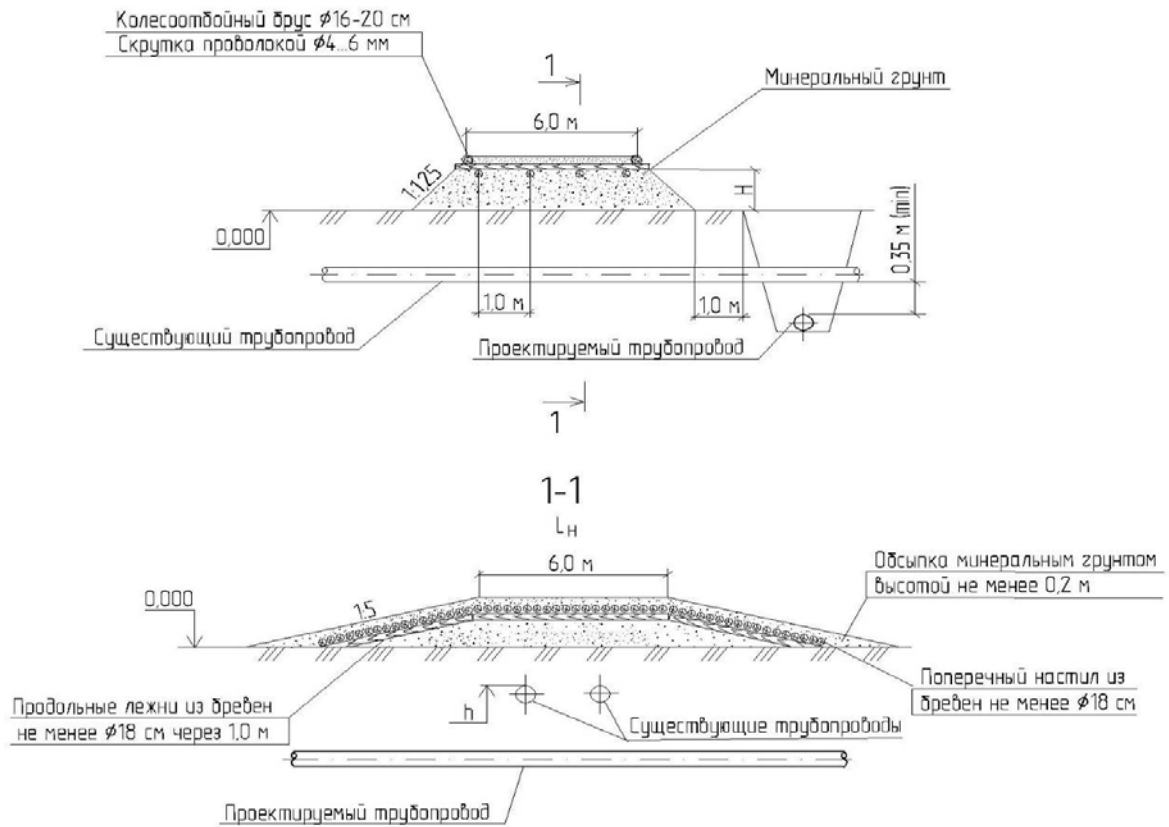


Рисунок 7.1 - Схема проезда через коммуникации

Таблица 7.8 - Ведомость пересечений с коммуникациями

Местопо- ложение, км	Пикет т	Плюс	Наименование коммуникаций	Техническа- я характе- ристика	Глубина заложения до верхней образующей, м	Марка (сечение) , диаметр, мм	Угол пересече- ния, градусы	Владелец, адрес, телефон, факс	Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							
												Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
1	0	9,54	нефтепровод	действ.	1,6	273	28 33	ООО «ЛУКОЙЛ- Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ- Усинскнефтегаз»										
1	1	4,43	нефтепровод	недейств.	1,0	273	14 57											
1	2	69,97	нефтепровод	действ.	1,6	273	0 52											
1	2	94,12	нефтепровод	действ.	1,6	273	0 31											
1	3	18,58	нефтепровод	действ.	1,6	273	4 10											
1	6	51,81	нефтепровод	действ.	1,4	273	1 34											
2	10	85,47	нефтепровод	недейств.	1,0	273	6 13											
2	14	2,17	нефтепровод	недейств.	1,0	273	44 38											
2	14	6,68	нефтепровод	действ.	0,9	273	45 31											
2	15	90,69	нефтепровод	действ.	1,2	273	3 15											
2	17	73,60	нефтепровод	действ.	1,2	273	0 48											
2	18	77,33	нефтепровод	действ.	1,2	273	1 10											
3	21	5,99	нефтепровод	действ.	1,2	273	10 21											
3	22	99,23	нефтепровод	действ.	1,2	273	6 25											
3	23	53,61	нефтепровод	недейств.	1,0	273	6 43											
3	24	98,87	нефтепровод	действ.	1,2	273	0 44											
3	25	55,56	нефтепровод	действ.	1,2	273	4 45											
												60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т						Лист
																		56

3	27	22,03	нефтепровод	действ.	1,2	273	0 53
3	27	29,72	нефтепровод	действ.	1,2	273	2 45
3	27	77,79	нефтепровод	действ.	h=1.8	273	84 01
3	28	12,13	нефтепровод	действ.	1,3	273	5 44
5	40	37,01	нефтепровод	недейств.	по земле	89	14 41
5	40	43,96	нефтепровод	действ.	1,1	273	2 46
5	40	56,56	нефтепровод	действ.	1,1	273	3 47
5	40	78,44	нефтепровод	недейств.	по земле	89	2 19
5	40	97,44	нефтепровод	действ.	1,1	273	2 19
5	41	88,83	нефтепровод	действ.	1,1	273	0 55

7.9.3 Пересечения с воздушными линиями электропередач

Проектируемый трубопровод пересекают проектируемые линии электропередач – ВЛ 6 кВ.

Ведомость пересечений трубопроводов с линиями электропередач в отчете по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненным ООО «ПроектИнжинирингНефть» и в таблице 7.9.

Пересечения с линиями электропередач выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ (п.2.5.279...2.5.290).

Охранная зона электрических сетей для линий напряжением - 6 кВ составляет 10 м от крайнего провода в обе стороны.

Угол пересечения ВЛ 6 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется.

Работы в охранной зоне ВЛ с применением машин и механизмов производить с оформлением наряда-допуска после получения письменного разрешения эксплуатирующих организаций. Приближение любой части машин и механизмов к ближайшим проводам должно быть не менее 2 м.

Переходы проектируемого трубопровода с ВЛ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» предусматриваются с установкой защитных футлярах.

В пределах охранной зоны ВЛ предусматриваются плакаты, указывающие месторасположение и глубина заложения трубопровода, адрес эксплуатирующей организации.

Таблица 7.9 - Ведомость пересечений с воздушными линиями электропередач

ПК по трассе	Наименование коммуникации	Расстояние от оси		Высота нижнего провода	Угол пересечения с коммуникациями	Владельцы коммуникаций
		Левая опора	Правая опора			
0+57,20	6кВ	оп.б/н 44,81	оп.б/н 8,68	9,2	43 49	ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
0+70,43	ф-5а 6кВ	оп.88 8,51	оп.87 32,73	9,5	53 57	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							57

ПК по трассе	Наименование коммуникации	Расстояние от оси		Высота нижнего	Угол пересечения с коммуникациями	Владельцы коммуникаций
		оп.7	оп.8			
5+72,05	ф-5а 6кВ	26,30	8,86	9,8	78 23	
5+83,29	6кВ	23,14	6,81	9,6	77 53	
5+5,55	ф-13а 6кВ	15,74	36,05	8,7	78 05	

7.9.4 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги

Проектируемый трубопровод не пересекает существующие автомобильные дороги.

7.9.5 Переходы через водные преграды

Проектируемые трубопроводы пересекают следующие водотоки.

Ведомость пересечений трубопроводов с водными преградами представлена в отчете по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненным ООО «ПроектИнжинирингНефть» и в таблице 7.9.

Таблица 7.9- Ведомость переходов через водные преграды

ПК по трассе	Наименование водных преград	Урез воды, м	Ширина, м	Глубина, м	Способ прокладки
18+72,92- 20+59,09	озеро б/н № 1	31,67	186,17	0,8	подземный
22+48,06	ручей б/н № 2	31,75	26,36	2,0	подземный

Выбор створов перехода обусловлен генеральным направлением трасс, с учётом подхода к преградам, при этом избегались места интенсивного разрушения, участки с высокими обрывистыми берегами, места образования заторов льда.

Гидрологическая характеристика водных преград, геологическое строение дна и поймы, уровень и ледовый режим приведены в материалах отчета по инженерно-гидрометеорологическим изысканиям, выполненным ООО «ПроектИнжинирингНефть», том 60-01-2НИПИ/2023-ИГМИ.

Выбор створа перехода через водную преграду определен с учетом мест нерестилищ, нагула рыб и производится перпендикулярно динамической оси потока. Вертикальная трассировка трубопровода выполняется по кривым упругого изгиба.

Полевые работы производились в 2023 года. Выбор проектных решений по прокладке трубопровода через водную преграду осуществлялся в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, с учетом основных положений ВСН 010-88.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Трубопровод в местах пересечения с ручьем запроектированы в защитном футляре из стальных труб.

Переход предусматривается в защитном футляре из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10706-76 из стали 09Г2С группы В.

Согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014 (п. 10.3.6) диаметр защитных футляров принят не менее чем на 200 мм больше по отношению к проектируемым трубам.

Для предотвращения утечек концы футляра фиксируются сальниковыми уплотнителями.

Конструкция изоляции надземной части перехода через водные преграды и защитных футляров приведено в разделе «Изоляция трубопроводов».

Подземные переходы через водные преграды выполнены траншейным способом.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 п.10.2.6 и ВСН 010-88 подводный переход запроектирован с заглублением в дно не менее 0,5 м от линии предельного прогнозируемого размыва дна, но не менее 1,0 м от дна до верха трубы.

Укладка трубопровода производится с бровки траншеи. Разработка и засыпка траншеи осуществляется одноковшовыми экскаваторами.

Строительство перехода через водную преграду ведется силами генподрядной организации, линейными бригадами по типовым проектам производства работ.

При строительстве подводного перехода трубопровода траншейным способом водотоки подвергаются воздействию строительной техники при разработке подводных и береговых траншей. Наиболее характерными последствиями при строительстве подводных переходов являются:

- нарушение берегов водных преград, частичное нарушение рельефа;
- повреждение русла проток;
- нарушение растительности на берегах водоемов;
- загрязнение местности отходами строительного производства;
- взмучивание и нарушение мест корма рыб в водоемах.

Некоторые воздействия являются кратковременными (взмучивание, нарушение мест корма рыб) и прекращаются с окончанием строительных работ, последствия от других воздействий подлежат естественному восстановлению.

Для уменьшения воздействия на водоток при строительстве трубопроводов в проекте приняты следующие мероприятия:

- засыпка берегов траншей с превышением над естественным уровнем поверхности земли для восстановления рельефа после естественного уплотнения грунта засыпки;

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							59
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- выполнение строительно-монтажных работ должно осуществляться, как правило, в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный береговой покров;

- выполнение рекультивационных работ;

- для предотвращению стока воды вдоль трубопровода предусматриваются глиняные перемычки согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014 п.10.1.17.

Для укрепления береговых склонов согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014 п.10.1.17, предотвращения размыва береговой траншеи на переходе проектируемого трубопровода через пересекаемый водоток проектной документацией предусматриваются берегоукрепительные работы путем монтажа геотехнических решеток полиэтиленовых. Георешетки закрепляются на откосах с применением инвентарных штырей (деревянных кольев). Перед закреплением георешеток насыпной грунт откоса уплотняется проходами гусеничной техники и планируется. Ячейки заполняют растительным грунтом, после чего штыри (колья) демонтируются и используются для закрепления последующих модулей георешеток. Укрепление откосов начинают с подошвы откоса, на которой размещают нижнюю георешетку. Примыкающие к откосу ячейки частично врезают в откос и закрепляют штырями.

Общая ширина полосы берегоукрепления принимается по ширине раскрытой траншеи и не менее 5 м с обеих сторон. Объем берегоукрепительных работ приведен в таблице 7.9.1.

На обоих берегах пересекаемого проектируемым трубопроводом водотока необходимо установить опознавательные-предупреждающие знаки (аншлаги).

Решения по изоляции проектируемых трубопроводов на переходе через водоток аналогичны решениям для прилегающих участков.

В пределах границы ГВВ 1 % обеспеченности проектом выполнен расчет против всплытия трубопровода, результаты расчета приведены в таблице 7.10.

Нагрузки на гидрологические составляющие приведены в разделе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

7.10 Изоляция трубопроводов

Выбор способа защиты трубопроводов от почвенной коррозии выполнен в соответствии с требованиями нормативных документов ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 9.602-2005, ГОСТ Р 51164-98.

В соответствии с требованиями указанных документов изоляция трубопроводов в зависимости от конкретных условий прокладки должна быть нормального или усиленного типа.

В проектной документации для подземных защитных футляров в качестве наружной изоляции, предусматривается пленочная антикоррозионная изоляция согласно ГОСТ Р 51164-98 (п.4.1, таблица 1) конструкция изоляции № 15 в составе:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- праймер;
- лента полимерная – 1 слой;
- наружная обертка – 1 слой.

Нанесение изоляции производится на сухую, предварительно очищенную, огрунтованную поверхность трубопроводов. Степень очистки поверхности трубы должна быть не ниже 2.

Для защиты проектируемых трубопроводов от наружной коррозии проектной документацией предусматривается применение труб с заводским наружным двухслойным покрытием весьма усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена.

Для защиты сварных стыков трубопроводов с заводским наружным полиэтиленовым покрытием предусматривается применение термоусаживающих манжет типа «ТИАЛ-М80».

Для защиты проектируемых трубопроводов от внутренней коррозии проектной документацией предусматривается применение труб с заводским внутренним двухслойным покрытием на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации до 80°С.

Применяемое внутреннее покрытие должно проходить испытания на стойкость к сульфидно-коррозионному растрескиванию под напряжением (СКРН).

Для защиты сварного стыка трубопроводов и соединительных деталей с заводской изоляцией от внутренней коррозии на узлах запорной арматуры и по трассе трубопроводов приняты изолирующие втулки.

Соединительные детали и ответные фланцы трубопроводов, на которые наносится внутреннее покрытие, представляют собой модернизированную конструкцию, на концах которых приварены патрубки длиной не менее диаметра трубы.

Для поддержания необходимого температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводной системы, надземные участки и вертикальные подземные участки трубопровода на узлах запорной арматуры, на переходе через реку, соединительные детали и арматура теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция наносится на 0,5 м ниже поверхности земли.

Состав теплоизоляции на узлах запорной арматуры, надземных переходах через овраги и ручей, выходах трубопровода на поверхность по трассе – маты минераловатные прошивные МП-100-1000.500.60 по ГОСТ 21880-2011.

Надземные участки трубы диаметром 57 мм на узлах запорной арматуры теплоизолируются шнуром минераловатным в оплетке из ровинга ШМР 200-50-24 толщиной 50 мм.

Изм. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							61
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры и фланцевых соединений должны быть съёмными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 п.5.20.

В качестве покровного слоя теплоизоляции для трубопровода использовать сталь тонколистовую оцинкованную шириной от 0,71 до 1,80 м толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-80, для арматуры - полуфутляры съёмные из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм ГОСТ 14918-80.

Теплоизоляционный и покровный слои крепятся с помощью саморезов.

Подземные участки теплоизоляции необходимо покрыть лентой в один слой для гидроизоляции или другой липкой лентой.

В качестве изоляции надземных участков трубопроводов на наземных переходах принята:

- грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-82 в один слой;
- эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 в два слоя.

Контроль качества и сплошности изоляционного покрытия рекомендуется проводить в соответствии с (п.6.2) ГОСТ Р 51164-98, ВСН 012-88.

7.11 Электрохимзащита

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 п.3.3 трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты.

Электрохимзащита предназначена для предотвращения наружной коррозии трубопроводов.

Результаты оценки агрессивности грунтов по месторождениям Крайнего Севера показывают, что скорость наружной коррозии на трубопроводах составляет 0,08 - 0,25 мм в год. Данные аварийности трубопроводов на месторождениях Крайнего Севера по причине наружной коррозии показывают, что доля таких аварий от общего их числа составляет доли процента.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 п.3.7 и данными отчета по материалам изысканий по агрессивности грунтов для защиты от наружной коррозии нефтепромысловых трубопроводов и высоконапорных водоводов необходимо и достаточно применять защитные полимерные покрытия нормального и усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Учитывая гарантированный заводом срок эксплуатации изоляционного покрытия не менее 10 лет, применение электрохимической защиты проектируемых трубопроводов нецелесообразно из-за существенного повышения приведенных затрат при незначительном повышении уже достаточно высокого уровня пассивной защиты от коррозии.

7.12 Балластировка трубопроводов

Расчёт устойчивости трубопровода против всплытия.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 необходимо выполнять расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия на переходах через поймы рек по 1 % ГВВ участках высоко стояния грунтовых вод.

Согласно СП 36.13330.2012 п. 12.4.6 устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов должна проверяться по условию:

$$Q_{акт} \leq Q_{пас} / \gamma_{н.в.}, \quad (7.11)$$

где $Q_{акт}$ — суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом;

$Q_{пас}$ — суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес);

$\gamma_{н.в.}$ — коэффициент надежности устойчивого положения против всплытия, принимается по СП 36.13330.2012 п. 12.4.6. Для болот, озёр и пойменных участков трассы $\gamma_{н.в.} = 1,05$, для русловых участков $\gamma_{н.в.} = 1,1$.

$$Q_{акт} = q_v + q_{изг}; \quad (7.12)$$

где q_v — расчётная выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод:

$$q_v = \frac{\pi D_{н.и.}^2}{4} \rho_v, \quad (7.13)$$

где $\rho_v = 1020 \text{ кг/м}^3$ — плотность воды с учётом растворённых в ней солей;

$D_{н.и.}$ — наружный диаметр трубопровода с учётом изоляционного покрытия и футеровки, м.

$q_{изг}$ — расчётная интенсивность нагрузки от упругого изгиба в вертикальной плоскости.

На стадии разработки проектной документации $q_{изг}$ принимается равной нулю.

$$Q_{пас} = q_{тр} + q_{п} + q_{б}; \quad (7.14)$$

где $q_{тр}$ — расчётная нагрузка от массы трубы с гидроизоляцией;

$q_{п}$ — расчётная нагрузка от веса продукта. Как правило, принимается $q_{п} = 0 \text{ кг/м}$, т.к. в процессе эксплуатации возможно опорожнение трубопровода;

$q_{б}$ — расчётная нагрузка от веса балласта, с учётом выталкивающей силы воды.

Результаты расчета устойчивости трубопроводов против всплытия приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 - Результаты расчета устойчивости трубопроводов против всплытия

$D_{н.и.}, \text{ мм}$	$Q_{пас} / k_{н.ф.}, \text{ кг/м}$	$Q_{акт.}, \text{ кг/м}$
273x10	60,20	61,47
377x10	84,18	116,53
530x10 (защитный футляр с трубой 273x10)	179,15	227,07
720x12 (защитный футляр с трубой 377x10)	277,83	418,07

По результатам расчета необходимо балластировать трубу 273x10 мм и защитный футляр диаметром 530x10 мм (с трубой 273x10 мм).

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Результаты расчёта шага балластировки приведены в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Результаты расчета шага балластировки

Марка пригруза		УБП-0,3а	УБП-0,3а	УБП-0,5
Диаметр трубы (наружный), мм	D	273	273	530 (защитный футляр с трубой 273x10)
Толщина стенки трубы (минимальная из условия устойчивости против всплытия), (мм)	S	10	10	10
Толщина гидроизоляции, (мм)	s	2,0	2,0	1,2
Плотность гидроизоляции, кгс/м ³		920	920	920
Нормативный вес гидроизоляции		1,59	1,59	1,85
Плотность воды, кгс/м ³	$\gamma_{\text{в}}$	1020	1020	1020
Коэффициент надежности против всплытия	$k_{\text{нв}}$	1,05	1,1	1,05
Плотность материала пригруза, кг/м ³	$\gamma_{\text{б}}$	2300	2300	2300
Вес пригруза в воздухе, кг	$M_{\text{б}}$	431,00	431,00	780,00
Коэффициент надежности по весу пригрузов	$n_{\text{бал}}$	0,9	0,9	0,9
Вес трубы с изоляцией на воздухе, кгс/м	$q_{\text{тр}}$	63,21	63,21	124,90
Выталкивающая сила воды, кгс/м	$q_{\text{в}}$	61,47	61,47	227,07
Величина нормативной интенсивности балластировки (вес на воздухе), кгс/м	$q^{\text{н}}_{\text{бал}}$	2,78	9,56	104,64
Шаг балластировки расчетный, м	L	155,29	45,07	7,45
Шаг балластировки принятый, м		10,5*	10,5*	7,0

Для предотвращения всплытия футляров производится балластировка утяжелителями железобетонными поясными типа УБП.

Во избежание повреждения изоляции в местах установки железобетонных утяжелителей УБП под их соединительные пояса следует укладывать предохранительные коврики из нетканого синтетического материала толщиной не менее 3 мм в два слоя. Длина коврика должна обеспечивать свисание его концов на 200 мм ниже горизонтальной осевой плоскости трубопровода, а по ширине коврики должны выступать на 200 мм за торцевые грани утяжелителя.

7.13 Очистка полости и испытание трубопровода

Перед вводом в эксплуатацию после полной готовности всех участков внутренняя полость трубопроводов подлежит очистке, трубопроводы подвергается испытанию на прочность и проверке на герметичность.

Взам. инв. №	Подпись и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
									64

Все работы по очистке полости и испытанию трубопроводов должны выполняться после полной готовности испытываемого участка, в соответствии с разделом 24 ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88, ВСН 011-88.

В указанных документах приведены нормативные параметры очистки и испытания (ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 005-88), приведены подробные схемы (ВСН 011-88), описан порядок проведения указанных работ.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 п.13.3, ВСН 005-88 п.12.3 очистка полости проектируемых трубопроводов в процессе строительства, а также их испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляются по специальной инструкции, составляемой заказчиком и строительно-монтажной организацией, согласованной с проектной организацией. Инструкция составляется с учетом местных условий, наличия строительной техники и других особенностей производства.

7.13.1 Очистка трубопроводов

После засыпки траншеи подрядчик должен обеспечить все операции по очистке и продувке трубопровода. Полость трубопровода до проведения испытания должна быть очищена от окалины и грата, а также от случайно попавших при строительстве внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.

Согласно ВСН 011-88 п.2.8, п.2.9 и ГОСТ Р 55990-2014 п.13.3 перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода продувкой скоростным потоком сжатого воздуха при пневматическом способе испытаний с использованием очистных поршней, с предварительной очисткой труб протягиванием очистных устройств в процессе их сборки и сварки в нитку. В качестве очистных устройств должны применяться эластичные поршни для недопущения повреждения внутреннего покрытия.

Очистка полости трубопроводов с внутренним покрытием производят поэтапно. На стадии производства сварочно-монтажных работ через каждую трубу (секцию) протягивают очистное устройство, оснащенное гибкой манжетой, а на стадии, предшествующей испытанию, выполняют продувку полости всего смонтированного (уложенного и засыпанного) участка.

Для исключения попадания в трубу различных загрязнений (снега, земли, строительных отходов и т.п.) на всех стадиях строительства, начиная от доставки труб с завода-изготовителя и заканчивая подготовкой трубопровода к предпусковым испытаниям, необходимо обеспечивать соответствующие защитные мероприятия, в частности, для этих целей рекомендуется использовать концевые инвентарные заглушки.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Конструкция инвентарных заглушек, если они предусмотрены условиями поставки, должна обеспечивать надежное крепление их на трубе и в то же время не приводить к повреждениям внутреннего изоляционного покрытия.

При обнаружении случайных повреждений этого покрытия необходимо отбраковывать поврежденный участок трубопровода.

На участках трубопровода с внутренним покрытием работы по очистке полости трубопровода следует выполнять с использованием эластичных очистных поршней.

Скорость движения очистных поршней не должна превышать 10 км/ч. Продувку промысловых трубопроводов осуществляют под давлением сжатого воздуха или газа. Участок трубопровода или секцию, сразу же после очистки закрыть временными заглушками.

7.13.2 Испытания трубопроводов

Испытания на прочность и проверку на герметичность предусматривается пневматическим способом (инертным газом или воздухом).

В проектной документации пневматический способ испытания проектируемых трубопроводов является приоритетным согласно пожеланиям заказчика.

Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом.

Пневматическое испытание на прочность и проверку на герметичность нефтегазосборного трубопровода выполняются согласно ВСН 005-88 гл. 12 табл.4 примечание п.1 и п.8, ВСН 011-88, ГОСТ Р 55990-2014 гл.13 табл.21.

Для пневматического способа проведения испытаний испытательные давления выбраны в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (гл.13 табл.21), ВСН 005-88 разд.12, табл.4 примечание п.1, п.8 и ВСН 011-88.

Величина испытательного давления на прочность при пневматическом способе испытания трубопроводов составляет $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=4,4$ МПа при $P_{раб.}=4,0$ МПа.

Для пневматического способа проведения испытаний испытательные давления выбираются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (гл.13 табл.21) и приведены в таблице 7.12.

Таблица 7.12 - Величины испытательного давления на прочность при испытаниях

Взам. инв. №						
	Подпись и дата	Наименование участков трубопроводов		Категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания, давление и время
Инв. № подл.		Камеры пуска и приема, а так же примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 100 м		В	I этап – после укладки трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа 12 часов
	II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода				Пневматический $P_{исп.}=1,1P_{раб.}=4,4$ МПа 12 часов	
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т						
						Лист
						66
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания, давление и время
Узлы линейной запорной арматуры, а так же примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м	В	I этап – после укладки трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа 12 часов
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1P_{раб.}=4,4$ МПа 12 часов
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1P_{раб.}=4,4$ МПа 12 часов
Переходы трубопроводов через несудоходные реки, с поймами по ГВВ 10% обеспеченности и участками протяженностью 1000 м от ГВВ 10%.	В, С	I этап – после укладки трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,25P_{раб.}=5,0$ МПа 12 часов
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1P_{раб.}=4,4$ МПа 12 часов
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1P_{раб.}=4,4$ МПа 12 часов
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	С	I этап – после укладки трубопровода	Гидравлический $P_{исп.}=1,5P_{раб.}=6,0$ МПа 6 часов
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1P_{раб.}=4,4$ МПа 12 часов

Давление при испытании на прочность в нижней точке не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами испытательных давлений труб ($P_{зав}$).

Остальные участки необходимо испытывать в один этап одновременно со всем трубопроводом.

7.13.3 Общие требования к проведению испытаний трубопроводов

Необходимый объем воды при проведении гидроиспытаний приведен в таблице 7.13.

Таблица 7.13 - Объемы воды для проведения гидроиспытаний

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.	Наименование участка						Объем воды, м ³
			Нефтегазосборный трубопровод						20,0
<p>Проверку на герметичность необходимо проводить после испытания на прочность и снижения давления до максимального рабочего и его выдержки в течение периода времени не менее 12 час.</p> <p>Подъем давления при испытании трубопровода должен производиться в соответствии с требованиями ВСН 005-88 и ВСН 011-88.</p>									
								Лист	
								67	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т			

В соответствии с (приложение № 7, табл. 1, 2) с Приказом № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при гидравлических испытаниях и удалении воды из трубопровода после испытаний должны быть установлены опасные зоны. Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопровода приведены в таблице 7.14 и 7.15. Таблица 7.14 - Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов пневматическим способом

Диаметр трубопровода, мм	Пневматический		
	Радиус опасной зоны при очистке в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытаниях в обе стороны от оси трубопровода, м
до 300	40	600	100
300-500	60	800	150

Таблица 7.15 - Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов гидравлическим способом

Диаметр трубопровода, мм	Гидравлический	
	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода, м
до 300	75	600
300-500	75	800

При производстве работ по испытанию трубопроводов необходимо соблюдать требования нормативно-технической документации по технике безопасности.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытаний его на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остается неизменным, и не будут обнаружены утечки.

Испытание на прочность и герметичность должно осуществляться комиссией с участием представителей заказчика и генерального подрядчика.

По завершению строительства полоса отвода должна быть очищена от строительного мусора и спланирована.

Согласно п. 108 Приказа № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» после завершения испытаний на прочность и герметичность необходимо осуществить комплексное опробование в течении не менее 72 часов.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							68
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Состав мероприятий по выполнению технической и биологической рекультивации, площадь рекультивации, а также описание участков, на которых она осуществляется, приведены в разделе 8 «Мероприятия по охране окружающей среды».

7.14 Контроль качества и операционный контроль

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

Организация контроля качества при производстве и приемке работ должна осуществляться в соответствии с СП 48.13330.2011 раздел 7 «Строительный контроль и надзор за строительством».

Методы контроля качества и приемка отдельных видов строительно-монтажных работ осуществляется в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

Приборы и инструменты, предназначенные для контроля качества материалов и работ должны быть заводского изготовления и иметь паспорта, подтверждающие их соответствие требованиям Государственных стандартов или технических условий.

При входном контроле проверяется соответствие поступающих материалов стандартам.

Операционному контролю, который заключается в систематическом наблюдении и проверке соответствия выполняемых работ требованиям нормативной и проектной документации, подлежит качество выполнения всех видов строительно-монтажных работ: подготовительных, земляных, сварочных, работы по очистке и испытанию, балластировке трубопроводов, укладке и т.д.

При операционном контроле проверяется:

- соблюдение заданной технологии строительных процессов;
- соответствие выполняемых работ рабочим чертежам и нормативным документам;
- соблюдение последовательности выполнения строительных процессов.

Приемочному контролю подвергаются по завершению строительства объекта или его этапа, скрытые работы другие объекты контроля, законченное строительство в целом. На все скрытые работы должны составляться акты.

Все виды контроля, которые должны применяться на строительстве трубопроводов, приведены в СП 45.13330.2017.

Контроль качества подготовительных работ осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации (раздел 2 ВСН 012-88).

Способы производства земляных работ проверяются в соответствии с СП 45.13330.2017.

Операционный контроль качества производства земляных работ осуществляется

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

непосредственно исполнителями, бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами. По мере выполнения отдельных видов (этапов) земляных работ составляются документы на их приемку. Приемка законченных земляных сооружений осуществляется государственными комиссиями при сдаче в эксплуатацию всех трубопроводов. При сдаче законченных объектов строительная организация (генеральный подрядчик) обязана представить Заказчику свою техническую документацию, перечень которой оговаривается действующими правилами.

Трубы, арматура, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладки, и крепежные изделия по качеству и техническим характеристикам должны отвечать требованиям нормативных документов.

Проверка труб, деталей и узлов трубопровода, запорной и распределительной арматуры производится организацией Заказчиком или специализированной службой входного контроля в присутствии представителя организации-получателя в процессе получения указанной продукции от заводов-изготовителей и других поставщиков по месту разгрузки продукции с транспортных средств или после транспортировки ее от мест разгрузки до площадки складирования.

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия застройщика.

Каждая партия труб должна иметь сертификат качества завода-изготовителя, в котором указывается номер заказа, Технические условия (согласованные с Ростехнадзором) или ГОСТ, по которому изготовлены трубы, размер труб и их количество в партии, номера плавок, вошедших в партию, результаты гидравлических и механических испытаний, заводские номера труб и номер партии.

Все детали, узлы трубопроводов и элементы запорной арматуры должны иметь сертификаты заводов-изготовителей или технические паспорта (раздел 4 ВСН 012-88).

Все трубы, детали трубопроводов, элементы запорной (распределительной) арматуры могут быть приняты в монтаж только после прохождения приемки и (или) освидетельствования на соответствие их требованиям ВСН 012-88 (раздела 4), а также требованиям ВСН 006-89.

Для обеспечения требуемого уровня качества при производстве сварочных работ необходимо производить:

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных материалов, труб, запорной и распределительной арматуры;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля;

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.

Объем и методы контроля сварных стыков стальных труб и деталей принимаются в объеме:

- 100 % радиографическим методом для участков В и С категории;
- сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры контролируются в объеме 100 % радиографическим методом и 100 % ультразвуковым методом (согласно ВСН 012-88 п.5.24 табл.4).

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопроводов должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82. Безопасность работ при этом должна быть обеспечена согласно требованиям СП 2.6.1.2612-10 и СанПин 2.6.1.2523-09.

Контроль сварочных материалов осуществляется работниками специализированной службы входного контроля или комиссией, в состав которой входят представители монтажной организации, сварочной службы отдела снабжения (разд.5 ВСН 012-88).

В производство допускаются материалы и изделия только при наличии сертификатов, паспортов или других сопроводительных документов от заводов.

Операционный контроль осуществляют мастера и производители работ. При этом осуществляется проверка правильности и необходимой последовательности выполнения технологических операций по сборке и сварке в соответствии с требованиями ВСН 006-89 и действующих операционных технологических карт.

Оценка состояния защитных покрытий осуществляется в процессе нанесения их на заводе. Приемочный контроль состояния изоляции законченных строительством участков трубопроводов осуществляют в соответствии с требованиями и методиками, изложенными в ГОСТ Р 51164-98 гл.6.

Необходимо производить визуальный контроль состояния покрытия, а также выполнить проверку толщины изоляционного покрытия на 10 % труб в заводском покрытии и в местах вызывающих сомнения.

Для обеспечения высокого начального качества изоляционных покрытий трубопроводов, подземных устройств и узлов должны быть обеспечены требования к контролю всех технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 012-88.

Укладка труб в траншею, засыпка траншеи, восстановление трассы и работы по рекультивации должны производиться в соответствии с решениями, принятыми в данной работе и требованиями ВСН 005-88.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							71
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Контроль качества очистки полости, испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляется по специальной инструкции. Специальная рабочая инструкция составляется строительной-монтажной организацией и застройщиком с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопроводов (п.7.30 ВСН 011-88).

Оценка выполнения указанных работ производится в соответствии с требованием ВСН 012-88.

Результаты всех видов контроля фиксируются в журналах производства работ.

Дефекты, выявленные при всех видах контроля качества работ, должны быть в обязательном порядке устранены.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								72
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Снижение энергозатрат на перекачку обеспечивается созданием оптимальных режимов движения перекачиваемого продукта в трубопроводе путём подбора диаметра труб при выполнении гидравлического расчета.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								73
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и автотранспорте определяется исходя из принятых методов производства работ, на основании объемов основных строительно-монтажных работ, среднегодовой производительности машин и механизмов. Комплектация потока при строительстве линейной части, и его оснащенность определяется по ВСН 2-133-81, а также, по соответствующим ГЭСН, исходя из условий производства работ, а также массы монтируемых строительных конструкций.

Нормативное число машин принимается с учетом планово-предупредительных ремонтов.

Перечень строительных машин, механизмов и автотранспорта приведен в разделе 6 «Проект организации строительства».

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								74
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

10 Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности

Проектные решения по эксплуатации трубопроводов, кроме положений норм технологического проектирования, разработаны на основе требований системы стандартов безопасности труда (ССБТ), определяющих требования, направленные на обеспечение безопасности, сохранения здоровья и работоспособности человека в процессе труда и учитывающих:

- виды опасных и вредных производственных факторов;
- безопасность производственных процессов;
- требования к средствам защиты работающих;
- организационно-методические мероприятия в процессе эксплуатации.

Техническое обслуживание арматуры производится периодически и не требует постоянного присутствия персонала. Применяемое оборудование соответствует требованиям ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности», ГОСТ 12.2.044-80* «Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности», ГОСТ 12.2.007.0-75* «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности», ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий».

Применяемое в проекте производственное оборудование, транспортные средства, технологические процессы, материалы и средства индивидуальной и коллективной защиты работников соответствует требованиям охраны труда, установленным законом РФ.

Принято оптимальное, с точки зрения безопасности, размещение арматуры, а также обучение производству работ, инструктажи, оформление самих работ и контроль, за выполнением мер безопасности при проведении тех или иных видов работ при строительстве и эксплуатации объектов.

Технические решения, принятые в проекте, соответствуют требованиям экологических, санитарно – гигиенических, противопожарных и других норм, действующих на территории Российской Федерации, и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов при соблюдении принятых проектом мероприятий.

Принят необходимый объем мероприятий по технике безопасности и охране труда, а также противопожарные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию запроектированных объектов.

Арматура расположена на высоте, удобной для обслуживания.

В проекте принят ряд технических решений по обеспечению безопасности объектов:

- технологический процесс непрерывен и полностью герметизирован;

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								75
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

- арматура и трубы приняты в соответствии с характеристикой процессов по государственным стандартам, отраслевым стандартам, каталогам заводов-изготовителей, имеет сертификаты соответствия требованиям промышленной пожарной безопасности;

- запорная арматура соответствует классу герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015;

- защитное заземление трубопроводов и арматуры выполнено в соответствии с ПУЭ.

Технические решения, принятые в проектной документации, обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объектов проектирования, при соблюдении проектных решений, общих правил техники безопасности и инструкций по технике безопасности.

В целях установления безопасных параметров ведения технологических процессов, а также выполнения необходимых требований пожарной безопасности, направленных на предотвращение возможности возникновения пожара и обеспечения противопожарной защиты людей и имущества в случае пожара, наружные установки категорируются по взрывопожарной и пожарной опасности, в соответствии ст. 24, 25 ФЗ № 123-ФЗ.

Классификационная характеристика проектируемых линейных объектов по взрывопожарной и пожарной опасности, классы возможных пожаров приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 - Классификационная характеристика проектируемых линейных объектов по взрывопожарной и пожарной опасности, классы возможных пожаров

Наименование зданий, сооружений, установок	123-ФЗ				Категория и группа взрывоопасной смеси по ГОСТ 30852.11-2002	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ
	Категория по взрывопожарной опасности зданий, помещений, наружных установок	Класс взрыво/пожаро-опасных зон	Группа технологических сред по взрывопожаро-опасности	Класс пожара		
Узел запорной арматуры и камеры СОД на нефтегазосборном трубопроводе	АН	2	взрывопожароопасная	В/С	ПА-Т1 ПА-Т3	В-1г
Фланцевые соединения трубопроводов	-	2	взрывопожароопасная	В/С	ПА-Т3, ПА-Т2	В-1г

Категория проектируемых нефтегазосборных трубопроводов по взрывопожарной и пожарной опасности, в соответствии ст. 25 ФЗ № 123-ФЗ, с учётом транспортирования горючей среды принята АН.

Нефтегазопроводы запроектированы с соблюдением действующих норм и правил в области промышленной безопасности.

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

В качестве основных мероприятий по обеспечению промышленной безопасности в проекте приняты:

- герметизированная система транспортировки продукта;
- соблюдение допустимых расстояний в существующих коридорах коммуникаций;
- контроль давления в трубопроводе;
- выбор материала труб и арматуры исходя из условий эксплуатации;
- подземная прокладка трубопроводов на нормативной глубине;
- выбор толщины стенки трубопровода с учетом скорости коррозии;
- 100% контроль сварных стыков;
- испытания трубопроводов на прочность и герметичность;
- установка опознавательных знаков;
- запорная арматура имеет класс герметичности затвора «А» по ГОСТ 9544-2015;
- после окончания строительства производится рекультивация нарушенных земель и передача землепользователю временной полосы отвода.

Герметичность оборудования и нефтегазосборных трубопроводов является важнейшим условием предупреждения аварийных ситуаций, связанных с взрывами и пожарами горючих веществ, которые транспортируются в ходе технологического процесса.

Проектные решения, направленные на обеспечение промышленной безопасности:

- конструкции и материалы эксплуатируемого оборудования и трубопроводов рассчитаны на обеспечение их прочности и износостойкости в рабочем диапазоне давлений и температур, вызываемых местными условиями, а также на обеспечение их коррозионной стойкости к рабочей среде;

- система транспорта нефтегазожидкостной смеси полностью герметизирована;
- соединения трубопроводов выполнены сварными;
- трубы, фасонные изделия, имеют антикоррозионное покрытие с защитой сварных соединений (защитное покрытие сертифицировано);

- при пересечении трубопроводов, проектный трубопровод заключается в защитный футляр из стальных труб с установкой на трубопровод опорно-направляющих колец (спейсеров) и герметизацией концов футляра манжетой;

- укладка проектируемых трубопроводов при пересечении существующих коммуникаций выполняется снизу (под существующими трубопроводами) с футеровкой деревянными рейками наружной поверхности трубопровода во избежание повреждений наружной изоляции труб при протаскивании;

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

							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								77
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			

- земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2,0 м в обе стороны от пересекаемых промысловых трубопроводов производятся вручную без применения ударных инструментов;

- в процессе эксплуатации нефтегазосборных трубопроводов ведется постоянное наблюдение и контроль за состоянием трассы, элементов трубопроводов и их деталей, обязательное периодическое проведение ревизий трубопроводов;

- по обеим сторонам пересекаемых автодорог на расстоянии 300 м от оси проектируемого нефтегазосборного трубопровода устанавливаются знаки «Осторожно, нефтегазопровод!», «Остановка транспорта запрещена».

Места пересечения трубопроводов с существующими коммуникациями обозначаются специальными знаками, запрещающими остановку транспорта и определяющие охранные зоны трубопроводов: «Остановка транспорта запрещена».

Инов. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								78
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

11 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В период эксплуатации трубопровод подлежит периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики. На основании результатов ревизий и диагностики разрабатывается график выполнения ремонтных работ на промышленном трубопроводе.

Текущие виды ремонта выполняются силами и средствами аварийно-восстановительных бригад с привлечением при необходимости специальных подразделений и служб.

К текущим видам ремонта относятся:

- восстановление обваловки;
- ремонт изоляции;
- подбивка сальников и затяжка фланцевых соединений запорной арматуры;
- установка и восстановление опознавательных знаков;
- ремонт ограждений узлов;
- другие виды текущих работ.

Капитальный ремонт трубопровода выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ - Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ - Усинскнефтегаз» или сторонними специализированными организациями.

Капитальный ремонт выполняется, как правило, по результатам проведения ревизий и диагностики трубопровода специализированными организациями, а также после ликвидации аварийных ситуаций в целях выполнения противоаварийных мероприятий.

Сведения о проведенных ремонтных работах должны быть внесены в исполнительную документацию и паспорт трубопровода.

Все виды ремонтных работ должны выполняться в соответствии с ППБО-85.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
										79
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

12 Основные технические решения по автоматизации систем управления технологическим процессом

Основанием и исходными данными для разработки решений в части автоматизации системы управления технологическим процессом является:

- задание на проектирование по объекту «Обустройство скважины № 23 Гарюшкинского месторождения»
- технические условия на автоматизацию скважины № 23 по объекту «Обустройство скважины № 23 Гарюшкинского месторождения»;
- задания ГИПа и смежных отделов;
- чертежи генеральных планов обустройства.

В состав проектируемого объекта входят следующие объекты:

- Узел 2 (ПК 12+80);
- Узел 3 (ПК 24+68);
- Узел 5 (ПК 45+11).

12.1 Описание проектных решений

Принятые в проекте технические решения соответствуют заданию на проектирование и требованиям действующих нормативно-технических документов.

В данной части приняты следующие технические решения:

- датчики, измерительные преобразователи должны быть защищены от атмосферных воздействий и установлены в чехлах;
- применяемые чехлы имеют конструктив, позволяющий осуществить обогрев приборов КИПиА совместно с отборными устройствами этих приборов. Для обогрева максимально используется тепло технологической среды в трубопроводе;
- питание полевых приборов - 24 В постоянного тока, организовано от блока питания станции управления;
- приборы для измерения давления должны комплектоваться 2-х вентильными клапанными блоками;
- приборы и средства автоматизации выбраны с учетом климатических условий их применения согласно ГОСТ 15150-69 для следующих условий:

Температура окружающего воздуха:

- 1) абсолютный максимум плюс 34 °С,
- 2) абсолютный минимум минус 53 °С;

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

3) температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С, обеспеченностью 0,98 минус 44 °С.

- степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных устройств и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые в помещении, не ниже IP42, размещаемые на открытой площадке не ниже IP65 согласно ГОСТ 14254-2015;

- соединение с процессом преимущественно через метрическую резьбу M20x1,5 или фланцевое DN150 PN16;

- датчики, измерительные преобразователи, приводы исполнительных механизмов, располагаемые во взрывоопасных зонах, имеют взрывозащищенное исполнение с видом взрывозащиты «искробезопасная цепь» (преимущественно);

- стационарные датчики загазованности устанавливаются на площадке узлов 2, 3, 5;

- при плановых и ремонтно-профилактических работах эксплуатирующий персонал с помощью переносных взрывозащищенных газоанализаторов осуществляет дополнительный контроль воздушной среды рабочей зоны;

- для передачи информации от датчиков, измерительных преобразователей в АСУТП используют выходной токовый сигнал (4-20 мА) и дискретные сигналы («сухой контакт» 24 В постоянного тока);

- в соответствии с положениями СП 77.13330.2016, ПУЭ, проектом предусмотрено заземление всех металлических нетоковедущих частей электрооборудования на общий контур заземления, которые могут оказаться под напряжением вследствие повреждения изоляции. Корпуса приборов заземлены в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей, СП 77.13330.2016, ПУЭ;

- каждый корпус прибора, подлежащий заземлению, присоединяется к сети заземления при помощи отдельного ответвления. Последовательное заземление не допускается. Соединение заземляющих и нулевых защитных проводников выполняется болтовым соединением. Контактные соединения в цепи заземления должны соответствовать классу 2 по ГОСТ 10434-82. Металлические оболочки и броня контрольных кабелей должны быть соединены между собой гибким медным проводом, а также с металлическими корпусами муфт и металлическими опорными конструкциями. Сечение заземляющих проводников для контрольных кабелей не менее 4 мм².

12.2 Структура контроля и управления

В данном разделе предусматривается проектирование АСУ ТП узлов задвижек с электроприводом на нефтегазопроводе от куста №2 до точки врезки куста 2 им.А.Алабушина.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							81
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

АСУ ТП предназначена для реализации функции автоматизированного управления технологическим процессом на узлах, а также для защиты и своевременной остановки технологического процесса при обнаружении аварии и локализации ее по заданным алгоритмам.

Система контроля и управления функционирует в круглосуточном режиме.

Структура АСУ ТП в соответствии с объемами решаемых задач и возможностями влияния на технологический процесс разделена на три уровня:

- нижний уровень («полевой») – полевое оборудование КИПиА (первичные датчики, преобразователи, исполнительные механизмы);
- первый уровень (уровень контроллерного оборудования) – программно-технический комплекс (шкаф станции управления телемеханики с микропроцессорным контроллером на узле 2, 3, 5);
- второй уровень – уровень диспетчерского пункта УПН «Баяндыское» (сущ.). Включает в себя оперативно-производственную службу, реализованную на базе существующего персонального компьютера с организацией АРМ оператора. Уровень оперативно-производственной службы – существующий, размещается на площадке УПН «Баяндыское».

Для обмена данными со вторым уровнем управления (уровень диспетчерского пункта) применяется оборудование связи.

Разработка АСУ ТП второго уровня в рамках данного проекта не осуществляется.

Доработка программного обеспечения существующего оборудования второго уровня АСУ ТП (сервер) и интеграция в него проектируемого оборудования осуществляется во время пуско-наладочных работ. Соответствующая статья затрат на доработку программного обеспечения предусматривается в сметном расчете рабочей документации.

12.3 Цели создания АСУ ТП

Основными целями создания АСУ ТП являются:

- безаварийная работа технологического оборудования;
- минимальные затраты энергетических ресурсов;
- поддержание заданных технико-экономических показателей с минимальными технологическими отклонениями и минимальными трудовыми затратами;
- своевременное обеспечение оперативного персонала;
- обеспечение надежной и эффективной работы основных и вспомогательных производственных объектов за счет рационального управления режимами их работы в

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
			60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т						82
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

соответствии с требованиями технологического регламента, своевременного обнаружения и ликвидации отклонений и предупреждения аварийных ситуаций;

- обеспечение выполнения установленных производственных заданий, снижения потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращения эксплуатационных затрат;

- обеспечение защиты объектов с целью повышения экологической безопасности производства;

- увеличение межремонтного периода работы технологического оборудования, сокращение времени его простоя;

- уменьшение трудозатрат оперативного технологического персонала системы в результате автоматизации функций контроля и управления технологическими процессами и оборудованием;

- повышение надежности работы самой системы управления за счет применения современных технических устройств на основе электронно-вычислительных средств.

12.4 Концепция АСУТП

Автоматизированная система управления состоит из:

- периферийной части (нижний уровень): первичные измерительные преобразователи, датчики, запорная арматура, электрические кабели, трубы, монтажные материалы, обогреваемые чехлы, т.е. оборудование автоматизации, расположенное на открытых площадках;

- центральной части (первый и второй уровень): обогреваемый шкаф станции телемеханики, располагаемый на площадке узла, существующие АРМ оператора и сервер, т.е. оборудование, расположенное на площадке УПН «Баяндыское»;

- программного обеспечения, для вышеуказанного оборудования центральной части.

12.5 Периферийная часть (нижний уровень). Требования к технологическим средствам

Нижний уровень (полевой) должен обеспечивать измерение технологических параметров, параметров состояния оборудования и исполнительных механизмов, передачу в подсистему первого уровня, а также прием из этой подсистемы сигналов управления, их преобразование и воздействие на технологический процесс.

К полевым средствам автоматизации относятся:

- датчики (первичные измерительные преобразователи);
- автоматические анализаторы;

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							83
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

– пусковые и защитные элементы электроприводов насосов и других исполнительных устройств;

– вторичные преобразователи.

Для проектируемых объектов предусматриваются в основном приборы и средства автоматизации российского производства. В случае отсутствия российских приборов с нужными техническими характеристиками или наличия специальных требований заказчика применяются импортные приборы и средства автоматизации.

Общие принципы проектирования периферийной части

Полевые приборы и средства автоматизации (чувствительные элементы, датчики, преобразователи, исполнительные устройства) выбраны исходя из условий контроля и управления технологическими процессами, с учетом измеряемых параметров, температуры окружающей среды в месте установки и коррозионной стойкости. Все преобразователи должны быть электронными, иметь степень защиты оболочки не ниже IP65 (для открытых площадок) и выходным унифицированным сигналом 4-20 мА.

Полевые средства КИПиА, рассчитаны на работу в условиях, указанных выше. Для взрывоопасных зон В-Іг и в соответствии с ПУЭ приняты приборы:

1. с уровнями взрывозащиты:

- взрывобезопасное электрооборудование (знак уровня 1);
- электрооборудование повышенной надежности против взрыва (знак уровня 2).

2. с видом взрывозащиты:

- Exi (искробезопасная цепь);
- Exd («взрывонепроницаемая оболочка»).

3. отнесенное к группе II (для внутренней и наружной установки, кроме рудничного) по уровню и виду взрывозащиты;

4. с подгруппами вида электрооборудования ІВ и ІС;

5. с температурным классом электрооборудования ТЗ...Т6.

Предусмотрена установка датчиков в чехлах для защиты от атмосферного воздействия.

Полевые средства КИПиА устанавливаются в легкодоступных местах, имеют свободный подход к ним и специальные обслуживающие площадки при высоте их установки более 1,5 м от пола.

Установка средств КИПиА производится таким образом, чтобы исключить разгерметизацию оборудования и трубопроводов при демонтаже этих средств.

Все средства измерения имеют:

- паспорт и инструкцию на русском языке;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инд. № подл.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т

Лист

84

- методику поверки;
- свидетельство о поверке (сертификат о проведении калибровки) со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала от даты поставки на склад Заказчика;
- действующий сертификат об утверждении типа средства измерения и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению средства измерений;
- действующий сертификат Технического регламента Таможенного союза.

Предел допускаемой погрешности средств измерений и единицы измерения приведены в таблицах 12.1 и 12.2 соответственно.

Таблица 12.11 – Предел допускаемой погрешности средств измерений

Прибор	Максимальная погрешность
Преобразователь давления	±0,5 %

Таблица 12.2 - Единицы измерения

Наименование показателя	Единица измерения
Давление	МПа

Тип присоединения приборов к технологическому оборудованию определяется конструкцией прибора и технологического аппарата, на который он устанавливается. Тип присоединения – резьбовое M20x1,5 или фланцевое DN150 PN16.

Приборы для измерения давления

Преобразователи избыточного давления соответствуют требованиям ГОСТ 22520-85.

Датчики имеют возможность настройки диапазона измерений на месте эксплуатации в соотношении не менее чем 1:20 от верхнего предела измерений.

Преобразователи приняты интеллектуальными с выходным сигналом 4-20 мА.

Все части, контактирующие с измеряемой средой, изготовлены из устойчивого к коррозии материала с учетом свойств измеряемой среды.

Датчики давления комплектуются 2-х вентильными блоками. Датчики давления устанавливаются непосредственно на трубопроводе.

Приняты приборы измерения избыточного давления без дисплея. Тип присоединения – резьбовое M20x1,5.

Вид взрывозащиты – Exi.

Газоанализаторы

Для предупреждения возможности возникновения опасных ситуаций и обеспечения безопасности технологического процесса предусматривается автоматический контроль наличия

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
									85
						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

в воздухе рабочей зоны до взрывоопасных концентраций (ДВК) горючих газов и предельно допустимой концентрации (ПДК) сероводорода. Выходной сигнал 4-20 мА.

Решения по запорной арматуре

Типы запорной арматуры выбираются в соответствии с требованиями технологического процесса.

Передача управляющих сигналов от станции управления к запорной арматуре производится по физическим линиям связи. Для этой цели предусматривается блоки управления интегрального монтажа, управляемые входным сигналом 24 В, с возможностью выдачи сигналов состояния привода типа «сухой контакт».

Вид взрывозащиты блоков управления запорной арматуры – «взрывонепроницаемая оболочка», Exd.

Для запорной арматуры предусматриваются сигналы состояния: открыто, закрыто, режим управления «местный/дистанционный», неисправность/сработала муфта.

12.6 Система бесперебойного энергоснабжения

Технические средства автоматизации относятся к группе электроприемников I категории и обеспечиваются электроэнергией от 2-х независимых взаимно-резервирующих источников питания, одним из которых является источник бесперебойного питания.

Для обеспечения непрерывности подачи электроэнергии для АСУТП предусматриваются специальные источники бесперебойного питания (ИБП). Мощность ИБП предусматривается достаточной для обеспечения питания не менее 1 часа при полной потере напряжения на вводах ИБП. ИБП оснащен устройством автоматического байпасирования при неисправности.

Если энергоснабжение не восстановится в течение запрограммированного времени, то АСУТП обеспечит перевод технологических установок в безопасное состояние.

12.7 Основные решения по промышленной безопасности

Все средства КИПиА соответствуют условиям среды размещения по:

- пыле-влаго защите;
- взрывозащите;
- климатическому исполнению;
- по защите от внешних механических воздействий в соответствии с ГОСТ 16962.2-90.

Объект оснащен АСУ ТП, обеспечивающей:

- 1) постоянный контроль и автоматизированное управление объектом для поддержания заданных значений;

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							86
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2) регистрацию всех параметров, сигнализацию изменения состояния исполнительных механизмов, нарушения в ходе процесса (предупредительная и аварийная сигнализация), действий оператора-технолога, отказ КИП;

3) противоаварийную защиту;

4) самодиагностику и пр.

Для обеспечения безопасности работы всех установок выполняются следующие основные условия и мероприятия:

1) Все приборы, устанавливаемые на периферии, (приборы в поле) имеют вид взрывозащиты – «искробезопасная электрическая цепь» - Ехi;

2) Для предотвращения аварийных ситуаций проектом предусматривается система автоматических блокировок.

Таким образом, АСУТП обеспечивает полную защиту технологического процесса и аппаратов, эксплуатационного персонала от опасного развития ситуаций и при необходимости осуществляет безаварийную остановку производства и перевод оборудования в безопасное состояние.

Кроме того, при выполнении работ обслуживающим персоналом, осуществляется постоянный контроль воздушной среды рабочей зоны переносными взрывозащищенными газоанализаторами.

12.8 Монтаж оборудования

Кабельные трассы выполняются следующими кабелями:

– для дискретных сигналов (24 В) и цепей управления (24 В) – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)-ХЛ;

– для аналоговых сигналов 4-20 мА – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)-ХЛ;

– для сигналов ПАЗ (загазованность) – кабель монтажный, с общим экраном, с оболочкой из самозатухающих полимерных материалов нг(А)- FRLS ХЛ;

Кабели, прокладываемые во взрывоопасных зонах, предусмотрены с сечением не менее 1,0 мм² – для цепей управления, измерения сигнализации и блокировки (в том числе и искробезопасные цепи).

Все кабели применяются с медными жилами, не горючие. Для открытой прокладки все кабели хладостойкого исполнения. Для защиты кабеля применяются водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75, металлорукав.

Кабель, прокладываемый во взрывоопасных зонах, имеет круглое сечение и заполнение, выполнение методом экструзии, кабель соответствует требованиям ГОСТ ИЕС 60079-14-2013.

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							87
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Монтаж кабельных линий предусматривается по существующим эстакадам в лотках с крышками, на расстоянии от любых трубопроводов не менее 0,5 м. Расстояние между полками контрольных кабелей и силовых принято не менее 200 мм.

Кабельные проводки в помещениях и вне помещений защищены от возможных механических повреждений (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц) стальной трубой на высоту не менее 2 м и в земле на глубину не менее 0,3 м. ПУЭ п. 2.1.47, п. 2.3.15. При необходимости в качестве защитных труб применяются водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262-75.

Кабели прокладываются по кабельной эстакаде - в лотках металлических перфорированных, имеющих крышку без перфорации, защищающую кабель от прямых солнечных лучей, в соответствии с планом трасс и соблюдением требований по совместной прокладке цепей различного назначения. Согласно, пункта 2.1.16 ПУЭ прокладка цепей до 42 В выполняется отдельно от цепей свыше 42 В. Прокладка кабелей КИП выполняется в отдельном коробе на отдельной полке.

В металлических коробах кабельные линии уплотняются негорючими материалами и разделяются перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч в следующих местах: при входе в другие кабельные сооружения; на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей; на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м. Места уплотнения кабельных линий, проложенных в металлических коробах, следует обозначать красными полосами на наружных стенках коробов. В местах прохода проводов и кабелей через стены, междуэтажные перекрытия и выхода их наружу предусматривается защита от распространения пожара. В местах прохождения кабельных коробов, кабелей и проводов через строительные конструкции с нормируемым пределом огнестойкости предусматриваются кабельные проемы (ввода) с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций с герметизацией легко удаляемой массой негорючего материала.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады в непроезжей части территории высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Экраны кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах, электрически соединены с заземлителем, расположенным вне взрывоопасной зоны, только в одной точке, со стороны шкафа станции управления.

Настоящим проектом не предусматривается применение бронированных кабелей.

Инд. № подл.	Взам. инв. №
Изм.	Подпись и дата
Кол.уч.	Инд. № подл.
Лист	Взам. инв. №
№ док.	Изм.
Подпись	Кол.уч.
Дата	Лист

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							88

13 Объемы автоматизации

Нефтегазопровод от куста №2 до точки врезки куста 2 им.А.Алабушина

13.1 Узел 2 (ПК 12+80)

- местный и дистанционный контроль давления жидкости в нефтегазопроводе, до и после электроприводной задвижки;
- дистанционная сигнализация давления жидкости в нефтегазопроводе, до и после электроприводной задвижки;
- местное и дистанционное управление электроприводной запорной арматурой, контроль состояния электроприводной запорной арматуры;
- дистанционный контроль и сигнализация загазованности на площадке узла;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры при аварийной загазованности на площадке узла.

13.2 Узел 3 (ПК 24+68)

- местный и дистанционный контроль давления жидкости в нефтегазопроводе, до и после электроприводной задвижки;
- дистанционная сигнализация давления жидкости в нефтегазопроводе, до и после электроприводной задвижки;
- местное и дистанционное управление электроприводной запорной арматурой, контроль состояния электроприводной запорной арматуры;
- дистанционный контроль и сигнализация загазованности на площадке узла;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры при аварийной загазованности на площадке узла.

13.3 Узел 5 (ПК 45+11)

- местный и дистанционный контроль давления жидкости в нефтегазопроводе, до и после электроприводной задвижки;
- дистанционная сигнализация давления жидкости в нефтегазопроводе, до и после электроприводной задвижки;
- местное и дистанционное управление электроприводной запорной арматурой, контроль состояния электроприводной запорной арматуры;
- дистанционный контроль и сигнализация загазованности на площадке узла;

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

						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							89
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

– автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры при аварийной загазованности на площадке узла.

13.4 Сети технологические

– местный и дистанционный контроль давления в проектируемом герметичном футляре для подземного перехода нефтепровода через водную преграду (контроль протечки)

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №							Лист
									90
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т

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

Сложные инженерно-геологические условия отсутствуют.

Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
								91
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подпись

Перечень принятых сокращений

АБК	Административно-бытовой комплекс
АГЗУ	Автоматическая замерная установка
В/ЛИНИЯ	Выкидная линия
ВЛ	Высоковольтная линия
ВР	Врезка
ДНС	Дожимная насосная станция
ИГЭ	Инженерно-геологический элемент
К.	Куст
ЛЭП	Линии электропередач
МНС	Мультифазная насосная станция
ОПО	Опасный производственный объект
ПДК	Предельно допустимая концентрация
ПК	Пикет
РТР	Руководящие технические рекомендации
СКВ.	Скважина
т.вр.	Точка врезки
ТПП	Территориально-производственное предприятие
ТР	Технические решения
ТУ	Технические решения
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
УБП	Утяжелитель бетонный поясной
УП	Узел подключения
АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом
ДВК	– дозрывная концентрация
ПДК	– предельно допустимая концентрация
ИБП	– источник бесперебойного питания
КИП	– контрольно-измерительные приборы
КИПиА	– контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТС	– комплекс технических средств

Взам. инв. №		Подпись и дата		Инв. № подл.			Лист
						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	92
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Перечень нормативно-технической документации

- 1 Федеральный закон от 30.12.2001г. № 197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации».
- 2 Федеральный закон Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
- 3 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 14.11.2013 №538.
- 4 Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
- 5 СПиН 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство».
- 6 Постановление Госгортехнадзора России от 24.04.1992 № 9 «Правила охраны магистральных трубопроводов».
- 7 Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 № 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».
- 8 Приказ № 534 от 15.12.2020 года Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
- 9 Приказ Ростехнадзора от 31.03.2008 г. №186 «Об утверждении и введении в действие Общих требований по обеспечению антитеррористической защищенности опасных производственных объектов».
- 10 ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация.
- 11 ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка.
- 12 ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.
- 13 ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.
- 14 ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования.
- 15 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.

Изн. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т						Лист
									93
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

- 16 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
- 17 ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
- 18 ГОСТ 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- 19 ГОСТ 14918-80 Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия.
- 20 ГОСТ 6465-76 Эмали ПФ-115. Технические условия.
- 21 ГОСТ 25129-82 Грунтовка ГФ-021. Технические условия.
- 22 ГОСТ 21880-2011 Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия.
- 23 ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки.
- 24 ГОСТ 102-011-89 Охрана труда.
- 25 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
- 26 ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности»,
- 27 ГОСТ 12.2.044-80 «Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности»,
- 28 ГОСТ 12.2.007.0-75 «Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»,
- 29 Правила устройства электроустановок (ПУЭ).
- 30 СП 45.13330.2017 Земляные сооружения, основания и фундаменты.
- 31 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы.
- 32 СП 48.13330.2011 Организация строительства.
- 33 СП 131.13330.2020 Строительная климатология.
- 34 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов.
- 35 СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства.
- 36 СП 14.13330.2014 Строительство в сейсмических районах.
- 37 СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия.
- 38 СП 22.13330.2016 Основания зданий и сооружений.
- 39 СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии.
- 40 СП 132.13330.2011 «Обеспечение антитеррористической защищенности зданий и сооружений. Общие требования проектирования».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							94
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

- 41 СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения.
- 42 Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».
- 43 МР 2.2.7.2129-06 "Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях".
- 44 Технический регламент Таможенного союза от 18.10.2011 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».
- 45 ГОСТ 21.208-2013 СПДС. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах;
- 46 ГОСТ 21.408-2013 СПДС. Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов;
- 47 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 48 ГОСТ 24.104-85 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования;
- 49 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
- 50 ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;
- 51 ГОСТ Р 12.1.019-2017. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
- 52 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
- 53 ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений;
- 54 ГОСТ Р 8.733-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования;
- 55 ГОСТ 30852.13-2002 (МЭК 60079-14:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок);
- 56 ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия;
- 57 ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Электроустановки низковольтные. Часть 5-54. Заземляющие устройства, защитные проводники и проводники уравнивания потенциалов;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							95
Взам. инв. №							
Подпись и дата							
Инд. № подл.							

- 58 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 6. Глава 7.3 Электроустановки во взрывоопасных зонах;
- 59 Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание 7;
- 60 СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства»;
- 61 СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации»;
- 62 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- 63 СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 Стандарт ПАО «Лукойл» Автоматизированные системы управления технологическими процессами добычи нефти и газа;
- 64 ТР ТС 004/2011. О безопасности низковольтного оборудования;
- 65 ТР ТС 012/2011. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах;
- 66 ТР ТС 020/2011. Электромагнитная совместимость технических средств.

Изм. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №					60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		96	

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	Номер докум.	Подп.	Дата
	Измен.	Замен.	Новых	Аннул.				

Изм. № подл.	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т

Приложение А. Технические условия на автоматизацию и метрологию


СОГЛАСОВАНО:

Начальник отдела
автоматизации и метрологии
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»


С.В. Хахриков
« 17 » 08 2021г.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»


А.Н. Гибадуллин
« 19 » 08 2021г.

Технические условия на автоматизацию и метрологию

Наименование проекта: Реконструкция Полигона размещения, обезвреживания и захоронения нефтепромысловых отходов «Варандей»

Наименование объектов: Полигон размещения, обезвреживания и захоронения нефтепромысловых отходов «Варандей»

1. Общие требования к применяемому оборудованию

Все проектные решения в обязательном порядке согласовать с Заказчиком.

Проектная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору N534-ФЗ от 15.12.2020.
- Федеральный закон "Об обеспечении единства измерений" от 26.06.2008 N 102-ФЗ.
- Федеральный закон от 26.07.2017 N 187-ФЗ "О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации".
- Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ.
- СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015 АСУТП «Автоматизированная система управления технологическими процессами добычи нефти и газа».
- СТО ЛУКОЙЛ 1.14-2013 «Система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение в группе «ЛУКОЙЛ». Основные положения».
- СП 77.13330.2016. СВОД ПРАВИЛ. Системы автоматизации.
- Правила устройства электроустановок (7 издание).
- ГОСТ 34.201-89. Информационная технология. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
- ГОСТ 34.602-89. ГОСТ 21.408-93. Система проектной документации для строительства. Правила выполнения рабочей документации. Автоматизации технологических процессов.
- ГОСТ 24.104-85. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
- СНиП 23-01-99. Строительная климатология.
- ГОСТ 15150-69. Исполнение для различных климатических районов.
- Архитектура сетевого взаимодействия между АСУ ТП и ЛВС Требования по обеспечению ИБ при подключении к АСУ ТП.

Объем автоматизации в том числе установок блочно-комплектной поставки должен соответствовать СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015.

Комплекс программно-технических средств в том числе в том числе установок блочно-комплектной поставки должен быть включен в перечень программных и технических

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							98

ПАО «ЛУКОЙЛ» (ППТС). Применение прочих программно-технических средств, требует обоснования и положительного заключения Департамента ИТО ПАО «ЛУКОЙЛ».

Тип средств АСУ ТП и КИПиА согласовать с Заказчиком.

В документации предусмотреть ЗИП средств КИПиА и АСУТП на 2 года эксплуатации.

2. Объекты контроля и управления и разделы проектирования

Объектами контроля и управления является технологическое оборудование, средства контроля качества и учета полигона Варандейского месторождения.

В объем проектирования не входит разработка разделов: математическое, информационное обеспечение (за исключением перечня входных/выходных сигналов), проектом предусмотреть разработку сметной документации (определение стоимости) по разработке данных разделов в том числе прикладного программного обеспечения для ПЛК и АРМ.

Все технические решения, средства КИПиА, кабельную продукцию согласовать с Заказчиком.

3. Требования к оборудованию автоматизации и метрологии

Заказчик оставляет за собой право изменить модификацию приборов КИП и А в процессе разработки рабочей документации.

Устанавливаемое во взрывоопасных зонах оборудование и приборы КИП и А должны быть взрывозащищенного исполнения, преимущественным видом взрывозащиты принять Exia, в случае отсутствия технической возможности Exd.

Степень защиты оболочки контрольно-измерительных приборов, распределительных коробок и т.д., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе, должна быть не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-2015.

Проектом предусмотреть следующие типы управляющих и информационных сигналов:

- выходной сигнал аналоговых датчиков: 4-20 мА;
- выходной сигнал счетчиков расхода: частотно-импульсный;
- вторичные приборы СИ и СА (вычислители, системы учета) должны иметь возможность передачи данных по интерфейсу RS485 (протокол ModBus RTU/TCP) с индикацией мгновенного и накопительного расхода по месту и возможности крепления на din рейку.

Предпочтительным интерфейсом подключения преобразователей расхода является интерфейс RS485 (протокол ModBus RTU/TCP).

Для средств измерений давления в обязательном порядке применить единицу измерения паскаль (Па), либо кратные и дольные ей единицы (МПа, кПа и т.д.).

Шкалы средств измерений давления должны быть подобраны так, чтобы значения измеряемого давления находились в пределах от 1/3 до 2/3 шкалы, а при интенсивно изменяющемся давлении – в пределах от 1/3 до 1/2 шкалы датчика.

Средства измерений температуры необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах от 60 % до 75% от их диапазона измерений.

Средства измерений расхода необходимо выбирать таким образом, чтобы нормальное значение измеряемой величины находилось в пределах рабочего диапазона измерений, указанного в технической документации завода изготовителя средства измерений.

Нормы точности измеряемых параметров должны соответствовать требованиям технологии и техники безопасности.

Измерительные каналы должны обеспечивать получение результатов измерения с нормируемой точностью и иметь единый состав метрологических характеристик (ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.).

Взам. инв. №	Подпись и дата	Инв. № подл.							Лист
									99
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т			

Погрешность применяемых средств измерений согласовать с Заказчиком.
 Технические СИ давления (манометры) должны иметь межповерочный интервал не менее 2 лет.

Средства КИПиА должны проектироваться с комплектом монтажных частей, отсечной арматурой.

Все применяемые средства измерений, измерительные системы должны быть сертифицированы в России и иметь действующие свидетельства утверждения типа средств измерений, аттестованные МИ и соответствовать требованиям технических регламентов.

Все внешние элементы технических средств, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства - иметь защитное заземление в соответствии с ПУЭ.

4. Технические требования к применяемым исполнительным механизмам

Электроисполнительные механизмы ЗРА должны быть преимущественно производства РФ, климатическое исполнение и степень взрывозащиты – согласно категории помещения и взрывоопасной среды. Разработку опросных листов на запорную арматуру выполнить согласно Технической инструкции по заказу трубопроводной арматуры для нефтегазодобывающих обществ ПАО «ЛУКОЙЛ». Опросные листы согласовать с Заказчиком.

Тип управляющих сигналов для привода запорной арматуры:

- управление: дискретный (-24В);
- положение: дискретный (-24В).
- Тип управляющих сигналов для запорно-регулирующей арматуры:
- управление: аналоговый (4-20мА);
- положение: аналоговый (4-20мА).

Предусмотреть сигнализацию аварийных состояний ЗРА.

5. Технические требования к применяемой кабельной продукции и соединительным коробкам, кабеленесущим системам

Кабельная продукция, соединительные коробки должны соответствовать требованиям: Федерального закона от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»; ГОСТ Р 53315-2009 «Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности»; действующим ПУЭ «Правила устройства электроустановок».

Проектом предусмотреть применение экранированной кабельной продукции. Монтаж кабельной продукции предусмотреть в лотках или кабель-каналах. От кабель-канала до датчика предусмотреть прорезиненный металлорукав. Корпуса первичных датчиков должны быть заземлены.

Предусмотреть кабеленесущие системы Российского производителя без ухудшения качества конечной продукции, но со снижением ценовой политики по сравнению с импортными производителями.

Предусмотреть соединительные клеммные коробки, обеспечивающие требования взрывозащиты, повышенную пылевлагозащищенность, надежность соединения, удобство монтажа и укладки проводников. Монтаж клеммных коробок для подключения датчиков следует монтировать на оптимальной высоте и оптимальном расстоянии от места установки датчиков на опорах кабельной эстакады, на стойках, рамах и др. металлоконструкциях. Степень защиты соединительных коробок, включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе, должна быть не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в укрытии, не ниже IP42.

В местах прохода кабелей, предусмотреть унифицированные кабельные вводы с уплотнениями согласно требований ВСН 332-74 и ВНТП 01/87/04-84.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т	Лист
							100

6. Технические требования к шкафам контроля и управления, АСУТП и телемеханики

В случае технической необходимости и согласованию с Заказчиком, проектом предусмотреть шкаф телемеханики на базе ПЛК с учетом 20% запаса по всем типам каналов I/O, интерфейс связи с верхним уровнем Ethernet/ModbusTCP, проектное решение предварительно согласовать с Заказчиком.

Приоритетным является применение шкафов в общепромышленном исполнении с размещением шкафа в операторной или вне взрывоопасной зоны. На улице использовать обогреваемые шкафы с защитой от влияния внешних факторов (антивандальное исполнение).

Комплекс Технических должен строиться на базе следующих компонентов:

1. средства КИПиА, в том числе датчики, исполнительные механизмы, преимущественно производства РФ;
2. программные и технические средства включённые в Перечень ППТС ПАО «ЛУКОЙЛ»; и на этапе разработки документации согласовываться с группой АИМ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Перед началом проектирования проектная организация разрабатывает и согласовывает с Заказчиком структурную схему комплекса технических средств, границы проектирования.

Шкафы управления, в т.ч. ЛСУ, должны компоноваться в унифицированных шкафах стандартной конструкции производства РФ, шкафы управления должны быть установлены вне взрывоопасной зоны.

Система должна предусматривать передачу данных во внешние системы по протоколу Modbus TCP, интерфейсам OPC, OLE DB.

Источники бесперебойного питания ЛСУ блочно-поставляемых технологических установок должны обеспечить их работу в течение не менее 60 минут при аварийном отключении электроэнергии.

7. Требования к структуре Системы

Комплекс Технических должен строиться на базе следующих компонентов:

1. Средства КИПиА, в том числе датчики, исполнительные механизмы, преимущественно производства РФ;
2. Шкаф управления (в случае технической необходимости и согласованию с Заказчиком), шкафы управления блочно-комплектно поставляемых установок;
3. Промышленная сеть передачи данных;
4. АРМ оператора (в случае технической необходимости и согласованию с Заказчиком) с функциями индикации, сигнализации, управления, архивирования (реляционная БД) значений технологических параметров.

8. Требования к программному обеспечению

Программное Обеспечение должно обеспечить конфигурирование требуемых алгоритмов контроля, регулирования и защиты, отображения информации, сигнализации и архивирования данных.

Система управления должна иметь возможность оперативного конфигурирования Прикладного Программного Обеспечения.

Проектом предусмотреть наиболее актуальные на момент проектирования версии системного и прикладного программного обеспечения.

В состав обеспечения Системы, при необходимости, должны быть включены специальные программные продукты, используемые для наладки и диагностирования технических и программных средств Системы включая каналы информационного обмена.

Взам. инв. №							Лист
Подпись и дата							60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Прикладное программное обеспечение всех уровней Системы должно быть открытым для дальнейшей модернизации и расширения Системы в процессе ее эксплуатации и снабжено подробными комментариями с описанием используемых процедур, функций и переменных.

Ко всем видам программного обеспечения (прошивки контроллеров, пакеты программ разработки, отладки и визуализации процессов, операционных систем, и т.д., а также различные виды ключей доступа, паролей и обеспечения блокировки ПО) предусмотреть требование о передаче в собственность Заказчику по окончании пуско-наладочных работ с документальным оформлением приема-передачи продуктов интеллектуальной собственности.

9. Электроснабжение

Выполнить электроснабжение аппаратуры КИПиА. За источник электроснабжения принять шины НКУ через автоматические выключатели. Требования по электробезопасности выполнить в соответствии с ПУЭ. Электропроводки выполнить на площадке по существующим эстакадам. Электропроводки низковольтных измерительных и интерфейсных каналов выполнить по отдельным лоткам, удаленным от лотков с силовыми кабелями на расстояние не менее 0,4 м.

10. Требования к документированию

Документация представляется Заказчику на бумажном носителе в трех экземплярах и в одном экземпляре на CD-диске в электронном виде.

Состав документации:

- схемы функциональные автоматизации, с указанием контуров контроля, управления, регулирования;
- разделы КА и АСУ в соответствии с требованиями ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.602-89, ГОСТ 21.408-93, ГОСТ 24.104-85, РД 50-34.698-90;
- сметная документация, в том числе сметные расчеты на разработку ПО для ШТМ, АРМ пуско-наладочные работы.

11. Требования к проектной организации

Для разработки проектной, рабочей документации в части КИПиА привлекать специализированную организацию по согласованию с профильными руководителями подразделений Заказчика. При согласовании исполнителя работ Заказчику предоставить следующую информацию:

- лицензии;
- разрешение СРО на право осуществления деятельности, по которой предполагается привлечение данной организации для работ;
- информацию об опыте привлекаемой организации по аналогичным работам;
- данные о наличии материально-технических и людских ресурсов.

В случае отсутствия согласования исполнителя работ, представленная документация на согласование Заказчиком не рассматривается.

И.о. руководителя группы АИМ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»



Клюковский А.В.

Ведущий инженер
Отдел автоматизации и метрологии
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

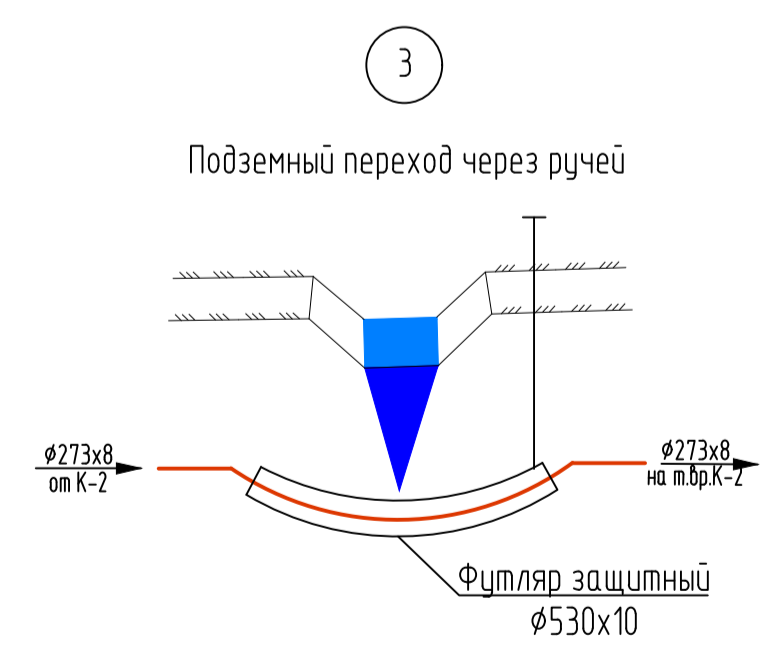
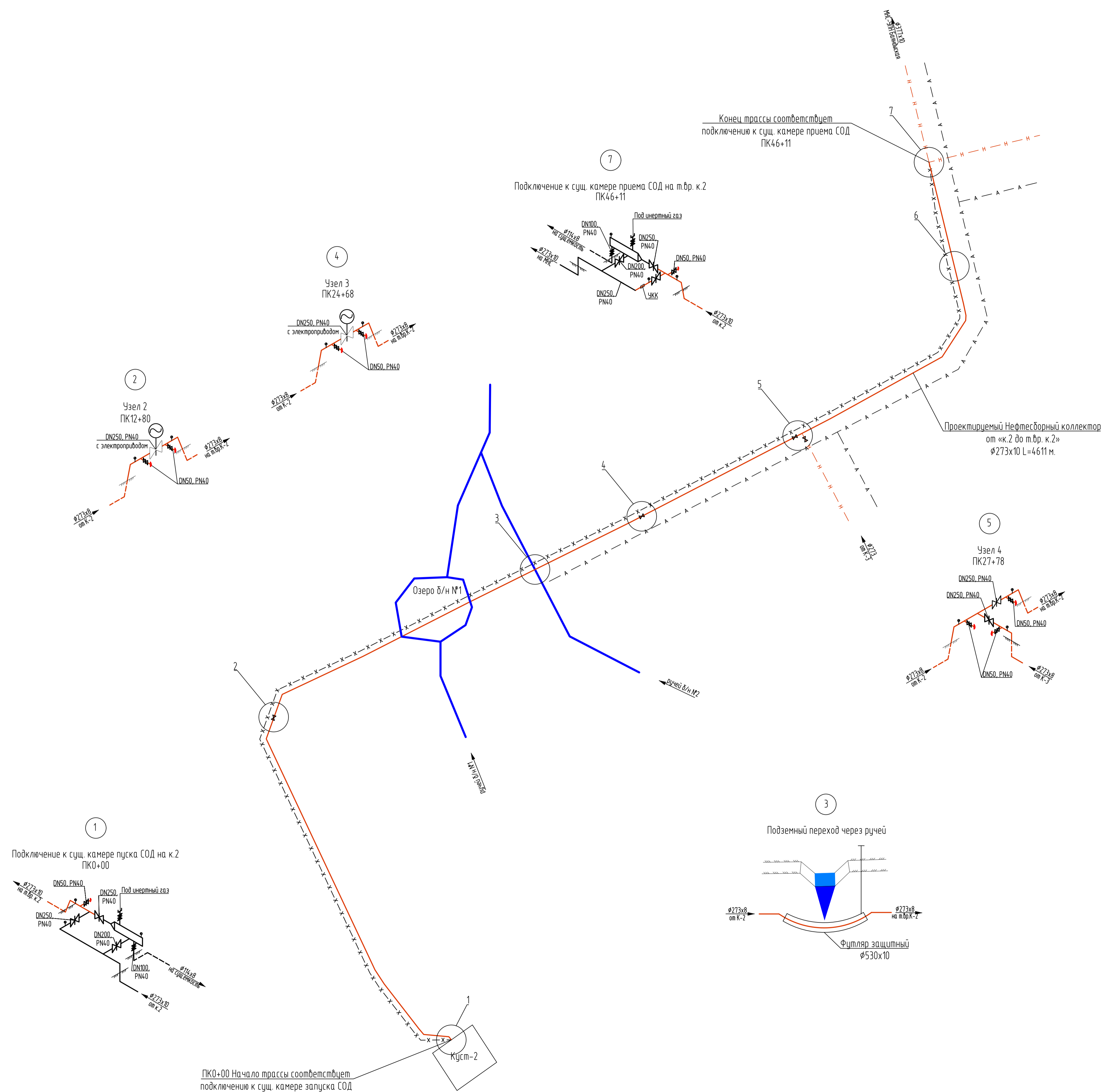


Улядаров Э.Ю.

Взам. инв. №					
Подпись и дата					
Инв. № подл.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Т					Лист 102

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
К-2	Кустовая площадка №2
т.бр.	Точка брезки
	Проектируемый нефтесборный коллектор от к.1 до МНС
	Автомобильная дорога проектируемая
	ВЛ проектируемая
	Контроль давления местный
	Задвижка с ручным управлением проектируемая
	Задвижка с электроприводом проектируемая
	Узел контроля скорости коррозии (УКК)
	Задвижка для продувки, опрессовки и пропарки с быстросъемным соединением
	Заглушка фланцевая
	Камера приема/запуска СОД
	Контроль давления дистанционный
	Водная преграда

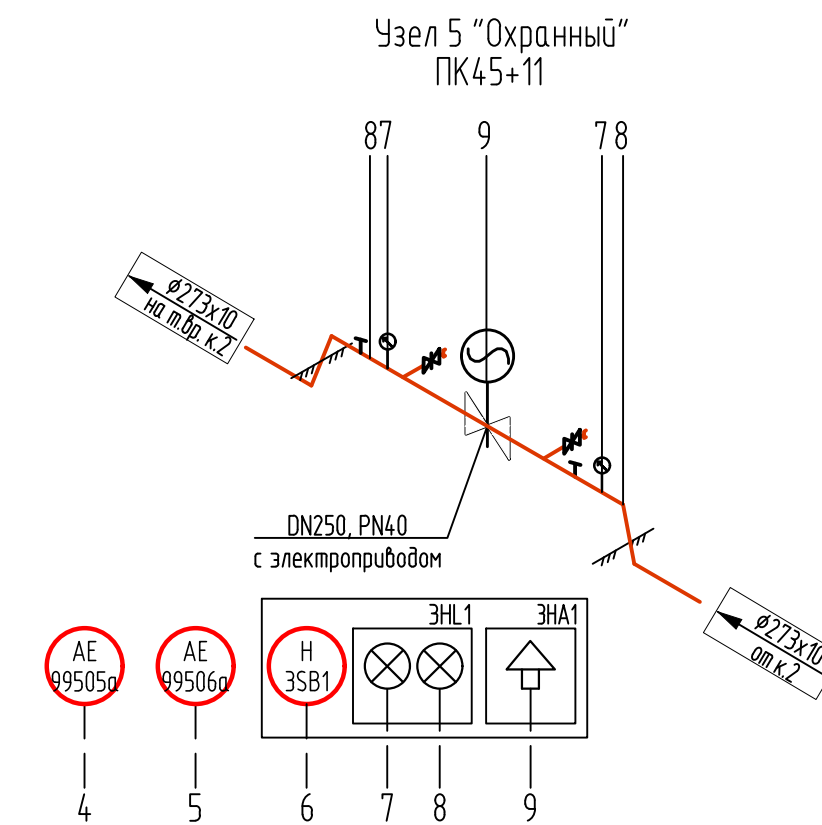
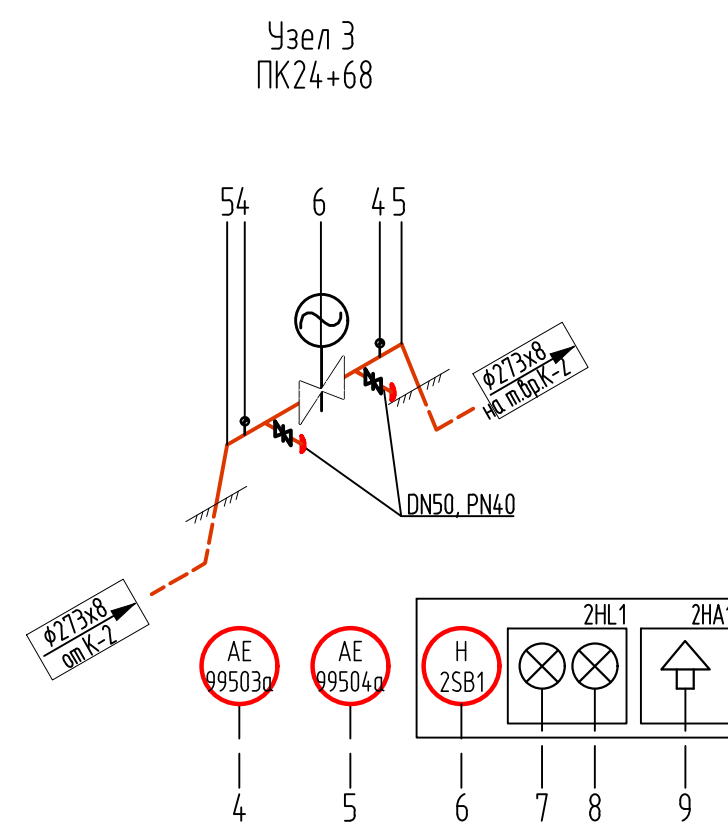
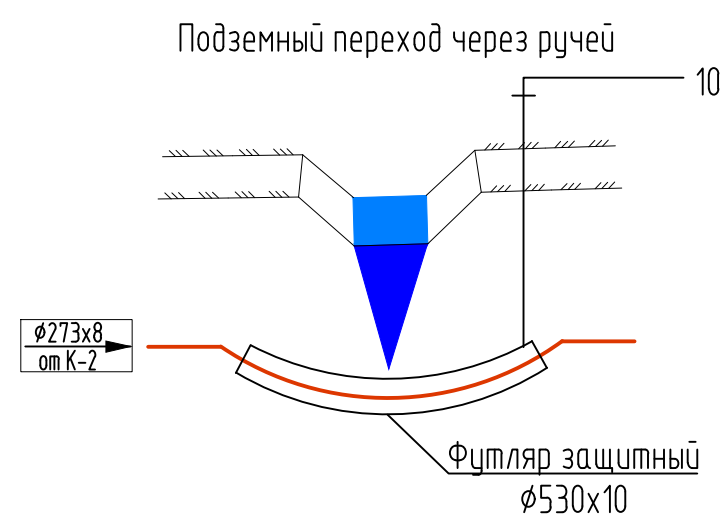
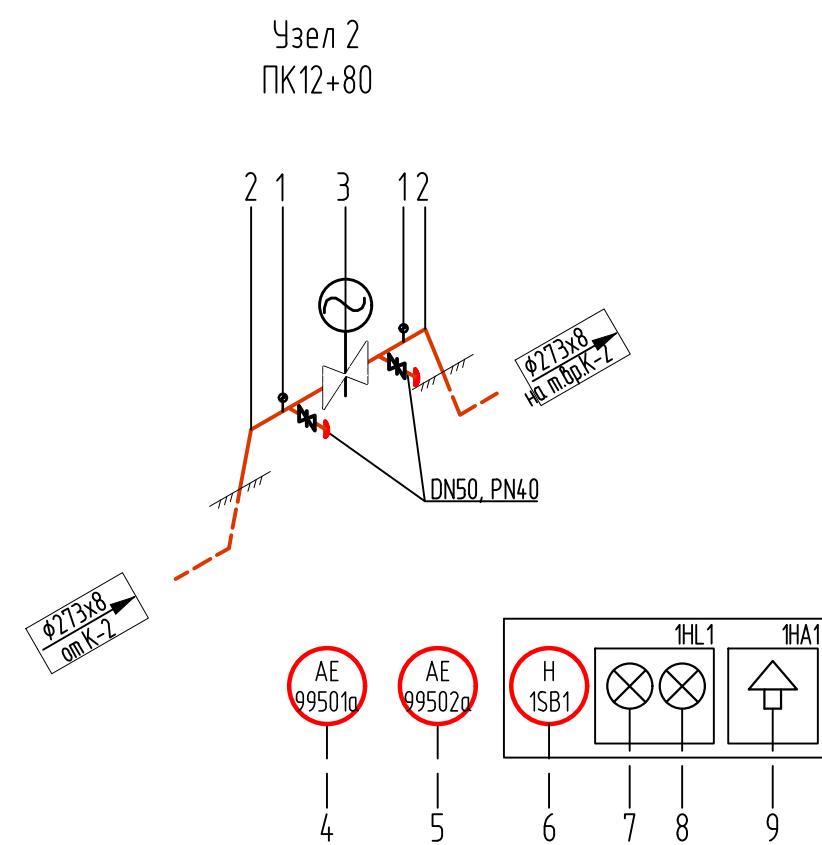


Инд.№ подл. Подпись и дата. Взам.инд.№

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г1					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.бр. к.2 н.м. им. А.Алабушина					
Изм.	Кол.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Анбаров	Лысов	Лысов	Лысов	29.09.23
Проверил	Лысов	Лысов	Лысов	Лысов	29.09.23
Н.контр.	Лысов	Лысов	Лысов	Лысов	29.09.23
ГИП	Шестопалова	Лысов	Лысов	Лысов	29.09.23
Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.бр. к.2»			Стация	Лист	Листов
Схема трубопровода			П	1	
			000		ООО "ПроектИнжинирингНефть"
Формат А1					

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
	Проектируемый нефтесборный коллектор от к.1 до МНС
	Контроль давления местный
	Задвижка с ручным управлением проектируемая
	Задвижка с электроприбором проектируемая
	Контроль давления дистанционный



№	Назначение
1	Измерение давления 1,61 МПа
2	Измерение давления 1,61 МПа, L=0,2 МПа, Н=4,0 МПа
3	Управление задвижкой ЗД-1 (открыть, закрыть, стоп), сигнализация состояния (открыта, закрыта, ДУ, авария)
4	Измерение загазованности 0...100 % НКПР
5	Измерение загазованности ПДК Н=20 % НКПР, НН=50 % НКПР 0...10 мг/м³, НН=10 мг/м³
6	Съем звуковой сигнализации
7	Сигнализация загазованности светодоя I порог
8	Сигнализация загазованности светодоя II порог
9	Сигнализация загазованности звуковая

№	Назначение
1	Измерение давления 1,61 МПа
2	Измерение давления 1,61 МПа, L=0,2 МПа, Н=4,0 МПа
3	Управление задвижкой ЗД-2 (открыть, закрыть, стоп), сигнализация состояния (открыта, закрыта, ДУ, авария)
4	Измерение загазованности 0...100 % НКПР
5	Измерение загазованности ПДК Н=20 % НКПР, НН=50 % НКПР 0...10 мг/м³, НН=10 мг/м³
6	Съем звуковой сигнализации
7	Сигнализация загазованности светодоя I порог
8	Сигнализация загазованности светодоя II порог
9	Сигнализация загазованности звуковая
10	Измерение давления (шпечки) 0...4 МПа

№	Назначение
1	Измерение давления 1,61 МПа
2	Измерение давления 1,61 МПа, L=0,2 МПа, Н=4,0 МПа
3	Управление задвижкой ЗД-1 (открыть, закрыть, стоп), сигнализация состояния (открыта, закрыта, ДУ, авария)
4	Измерение загазованности 0...100 % НКПР
5	Измерение загазованности ПДК Н=20 % НКПР, НН=50 % НКПР 0...10 мг/м³, НН=10 мг/м³
6	Съем звуковой сигнализации
7	Сигнализация загазованности светодоя I порог
8	Сигнализация загазованности светодоя II порог
9	Сигнализация загазованности звуковая

Шкаф станции телемеханики	Модули ПМК	Приборы местные	
		PG 9921 9922	PT 9923 9924
ДП	АРМ	Аналоговые сигналы	●
		HART	●
		Дискретные сигналы	●
		RS 485 Modbus	●
		Сигнализация	●
Регистрация		●	
Управление		●	
Передача данных		●	

Шкаф станции телемеханики	Модули ПМК	Приборы местные	
		PG 9925 9926	PT 9927 9928
ДП	АРМ	Аналоговые сигналы	●
		HART	●
		Дискретные сигналы	●
		RS 485 Modbus	●
		Сигнализация	●
Регистрация		●	
Управление		●	
Передача данных		●	

Шкаф станции телемеханики	Модули ПМК	Приборы местные	
		PG 9921a 9921b	PT 9921c 9921d
ДП	АРМ	Аналоговые сигналы	●
		HART	●
		Дискретные сигналы	●
		RS 485 Modbus	●
		Сигнализация	●
Регистрация		●	
Управление		●	
Передача данных		●	

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г2

"Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.в.р. к.2 н.м. ш. А.Алабушина"

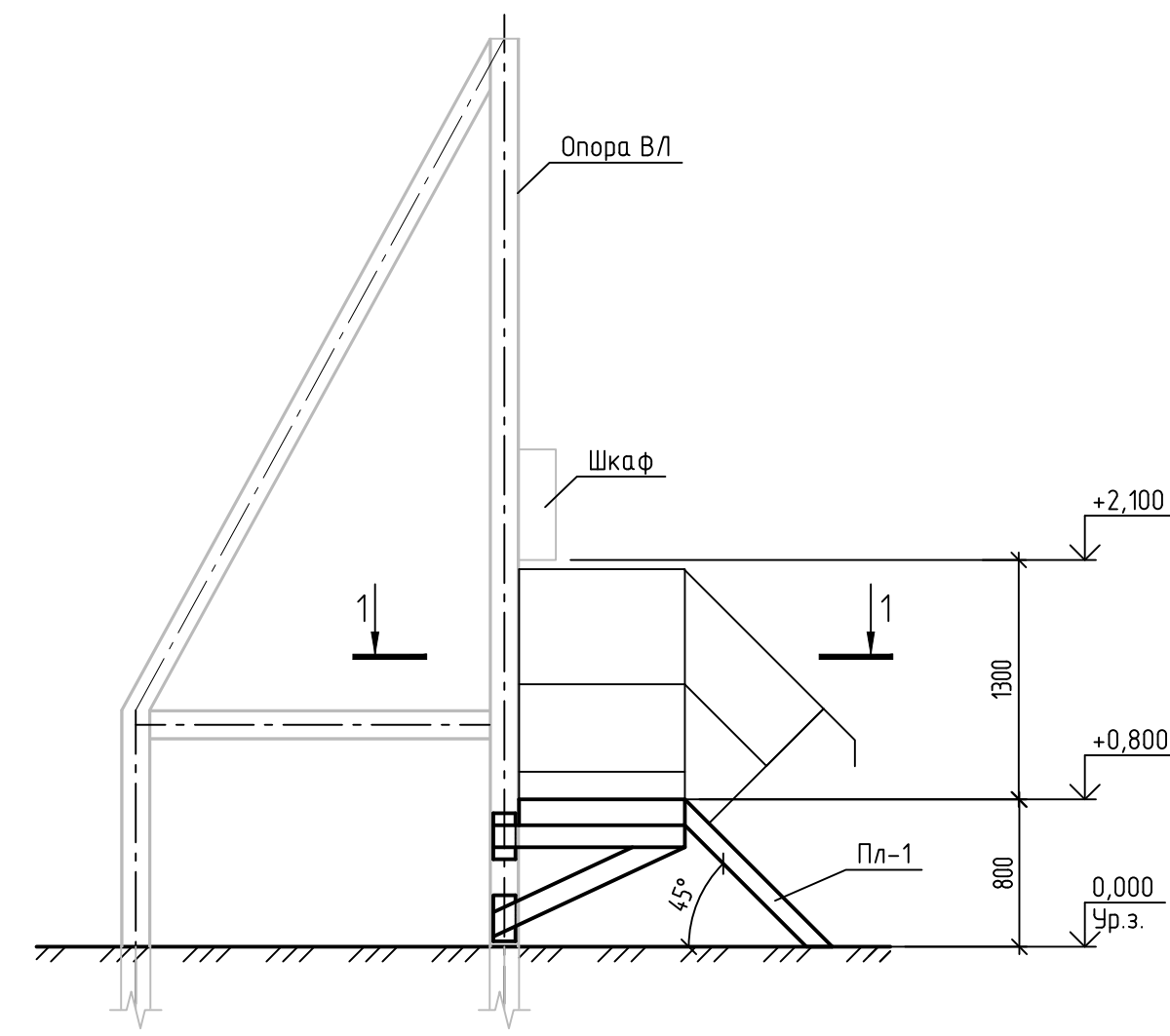
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Турсанов	20.10.23			
Проб.	Турсанов	20.10.23			
Н.контр.	Турсанов	20.10.23			
ГИП	Шестапова	20.10.23			

Нефтесборный коллектор от «к.2 до т.в.р. к.2»

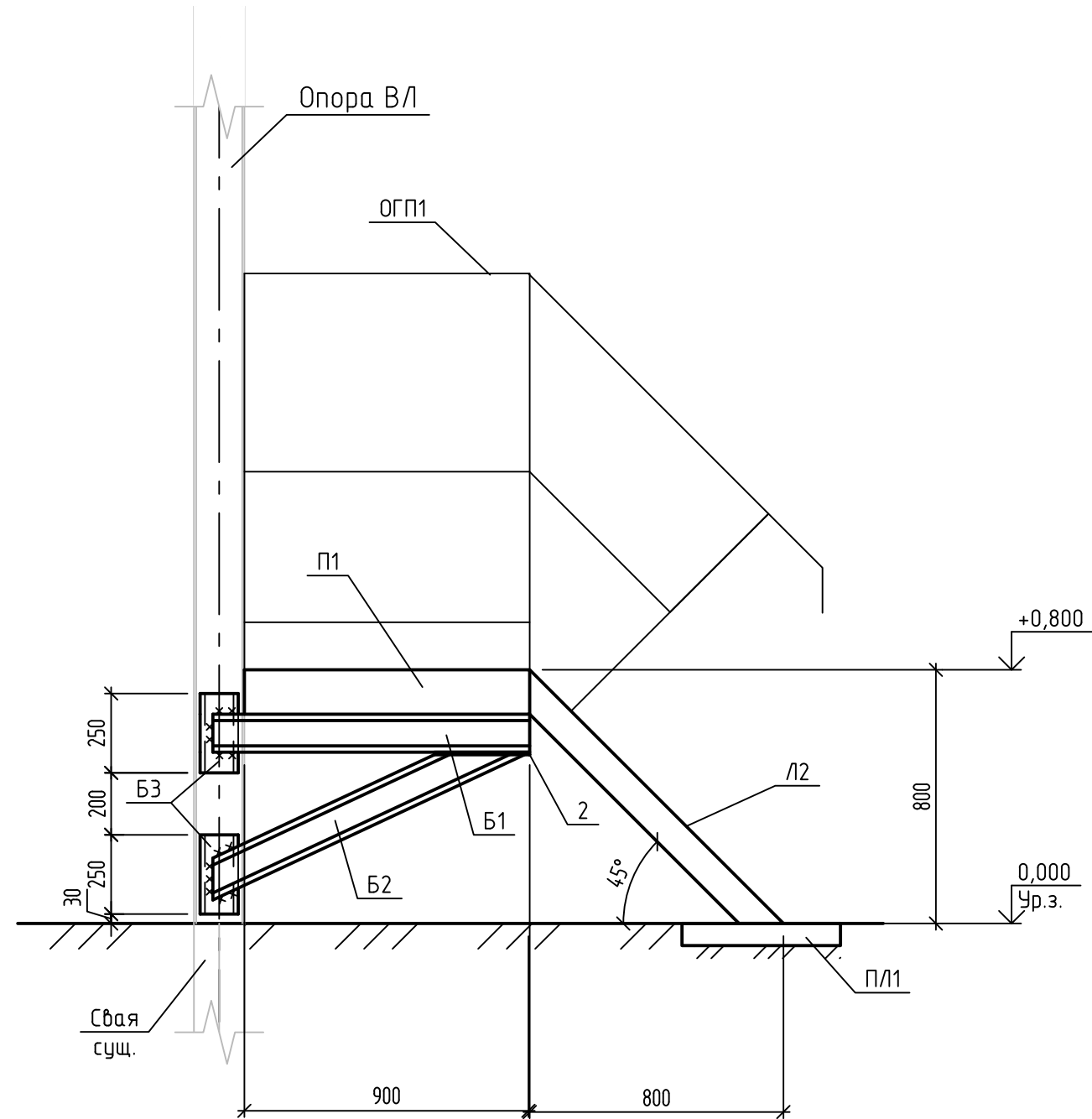
Схема автоматизации

000 "ПроектИнжинирингНефть"

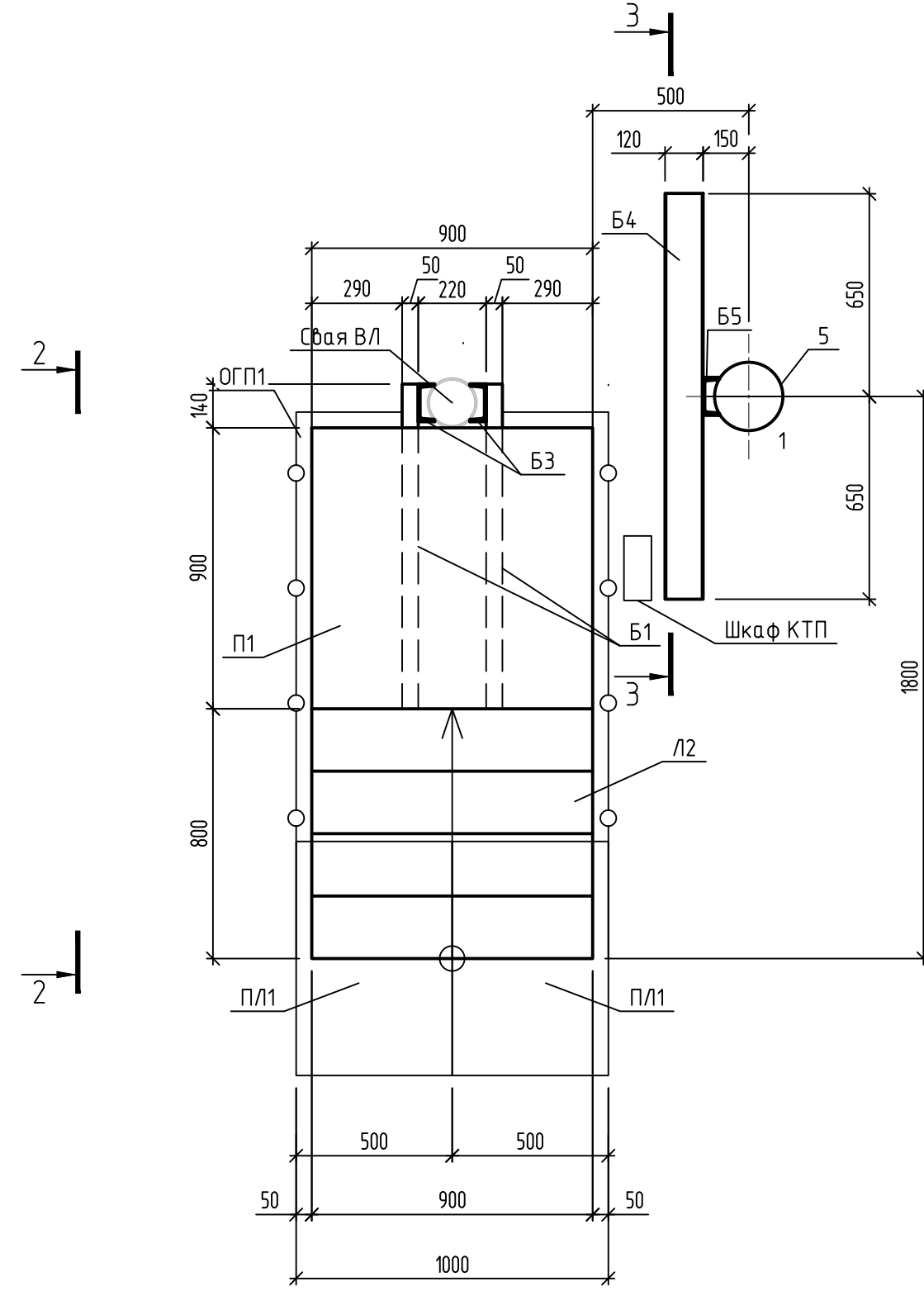
Схема расположения элементов. Площадка ПЛ1



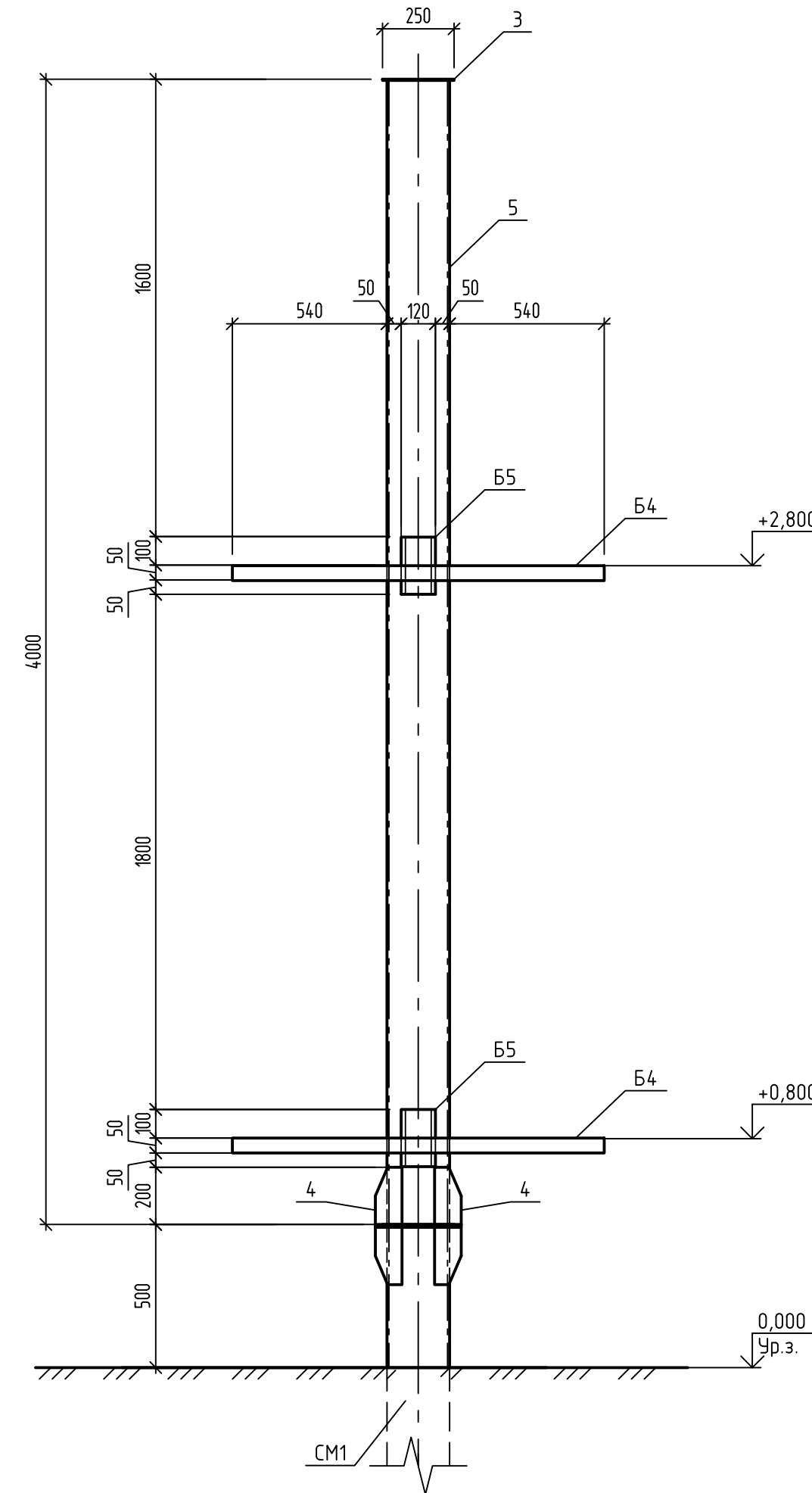
2-2



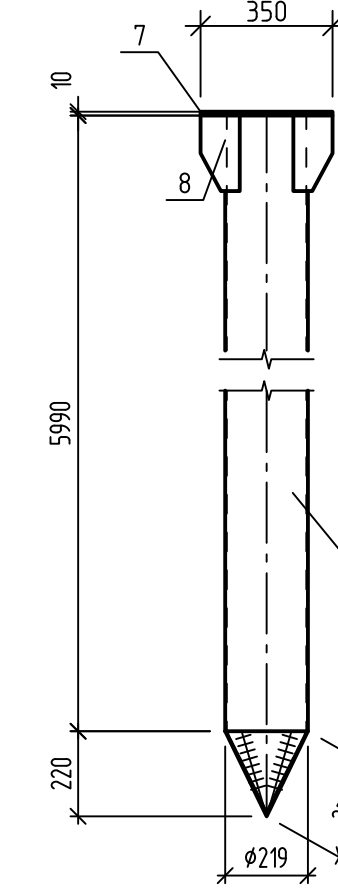
1-1



3-3
Опора для крепления КТПС



Свая СМ1



Инженерно-геологический разрез
(сх. С5н)

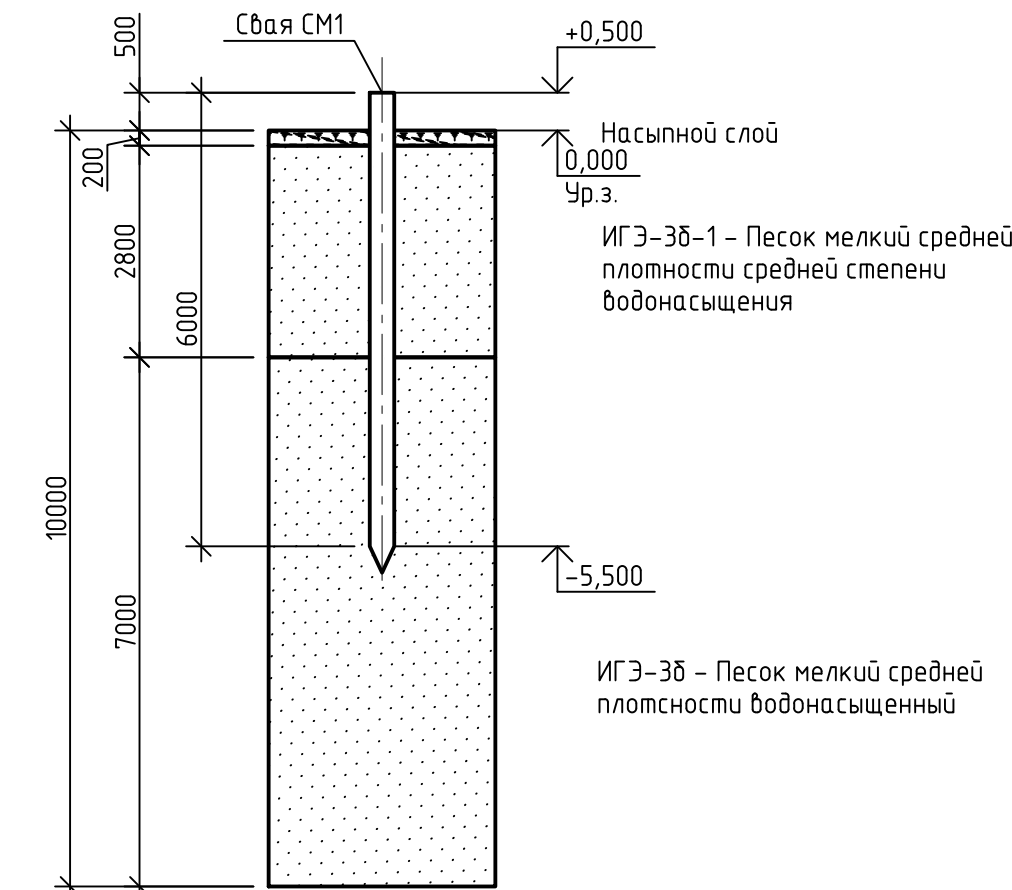


Таблица отметок свай

Поз.	Относительная отметка сваи	Марка сваи
1	+0,500	СМ1

Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
Пл-1		Площадка Пл-1	1	127,61	
СМ1		Свая СМ1	1	246,16	
Б1		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	10,82	L=1040
Б2		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	11,96	L=1150
Б3		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	2,60	L=250
Б4		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	13,52	L=1300
Б5		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	2,08	L=200
2		Лист 8 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	2,26	120x300
3		Лист 4 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	1,96	250x250
4		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	3,14	200x200
5		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	146,03	L=3990
ПЛ1		ГОСТ 17608-01 Плита тротуарная 5н.6	2	90,00	
		Площадка Пл-1		127,61	
П1		Лист 14 Площадка П-0,9/0,9	1	36,14	
Л2		Лестница Л-0Л-0,8	1	55,94	
ОГП1		Лист 12 Ограждение площадки ОГП1	2,1	16,92	м.п.
СМ1		Свая СМ1		246,16	
6		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	228,38	L=6240
7		Лист 10x350x350 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	9,62	
8		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	2,04	

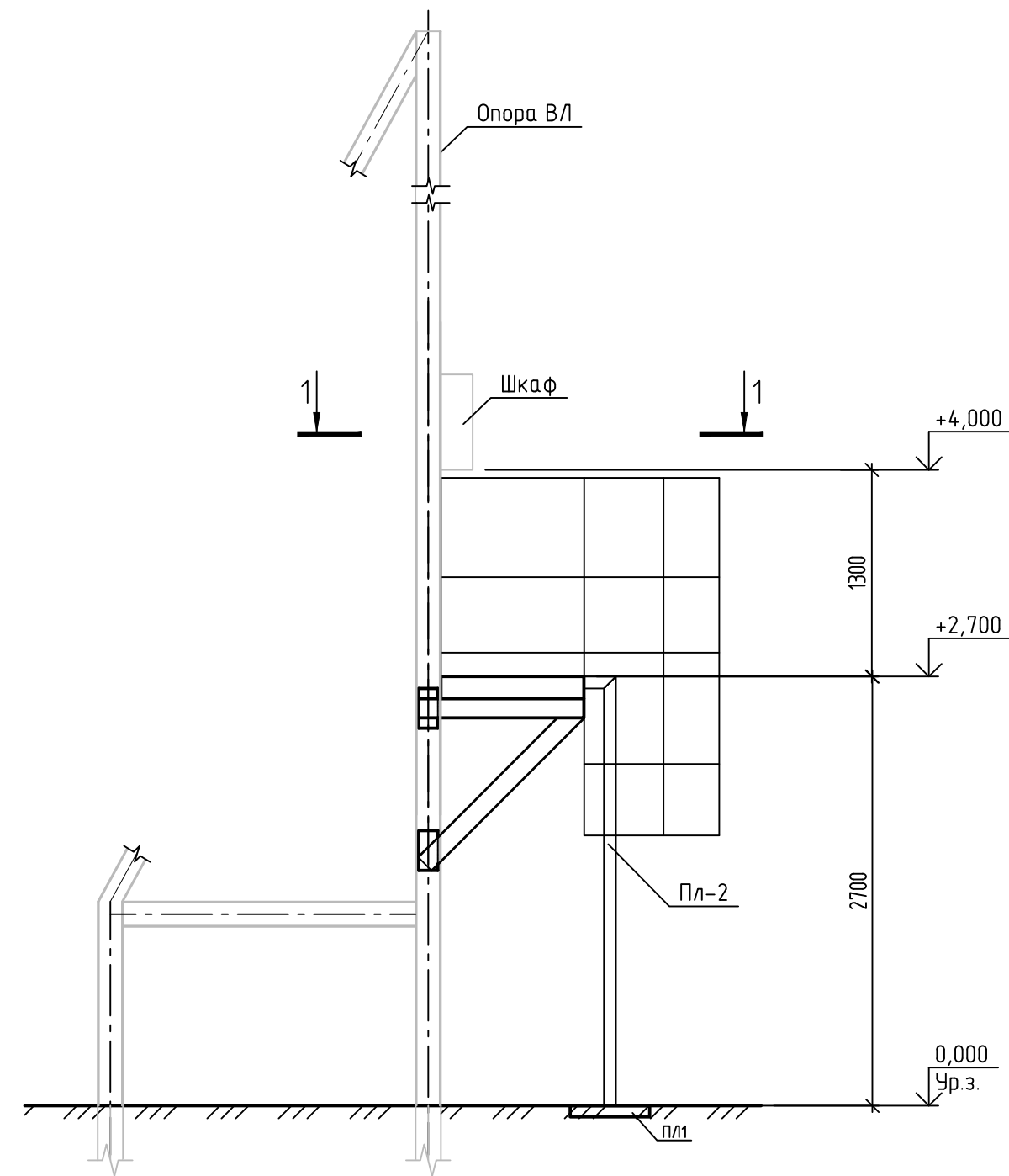
- За 0,000 принимаем уровень отметки земли.
- Полость сваи заполнить сухой цементно-песчаной смесью 1:5, на всю высоту. Расход на 1 сваю 0,23 м³
- Сваю погружать методом вдавливания.
- Расчетная вдавливающая нагрузка на сваю СМ1 - 12,0 кН.
- Расчетная несущая способность сваи СМ1 на вдавливающую нагрузку - 110,5 кН.
- Расчетное значение силы морозного пучения с учетом веса сваи и заполнения СМ1 - 27,3 кН.
- Расчетное значение силы, удерживающей сваю СМ1 от пучения - 39,78 кН.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-ГЗ					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им.А.Алабужина					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разр.		Листин			08.08.23
Проб.		Мухаметова			08.08.23
Н.контр.		Мухаметова			08.08.23

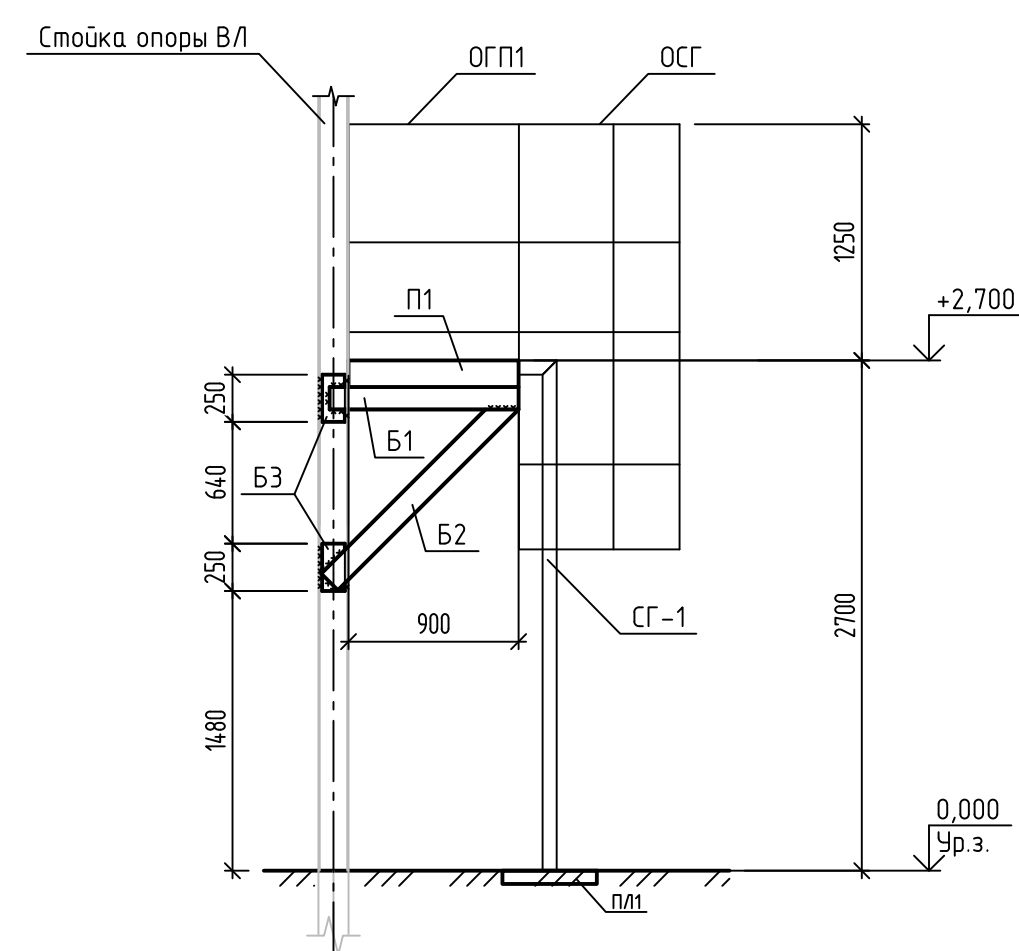
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разр.		Листин			08.08.23
Проб.		Мухаметова			08.08.23
Н.контр.		Мухаметова			08.08.23

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разр.		Листин			08.08.23
Проб.		Мухаметова			08.08.23
Н.контр.		Мухаметова			08.08.23

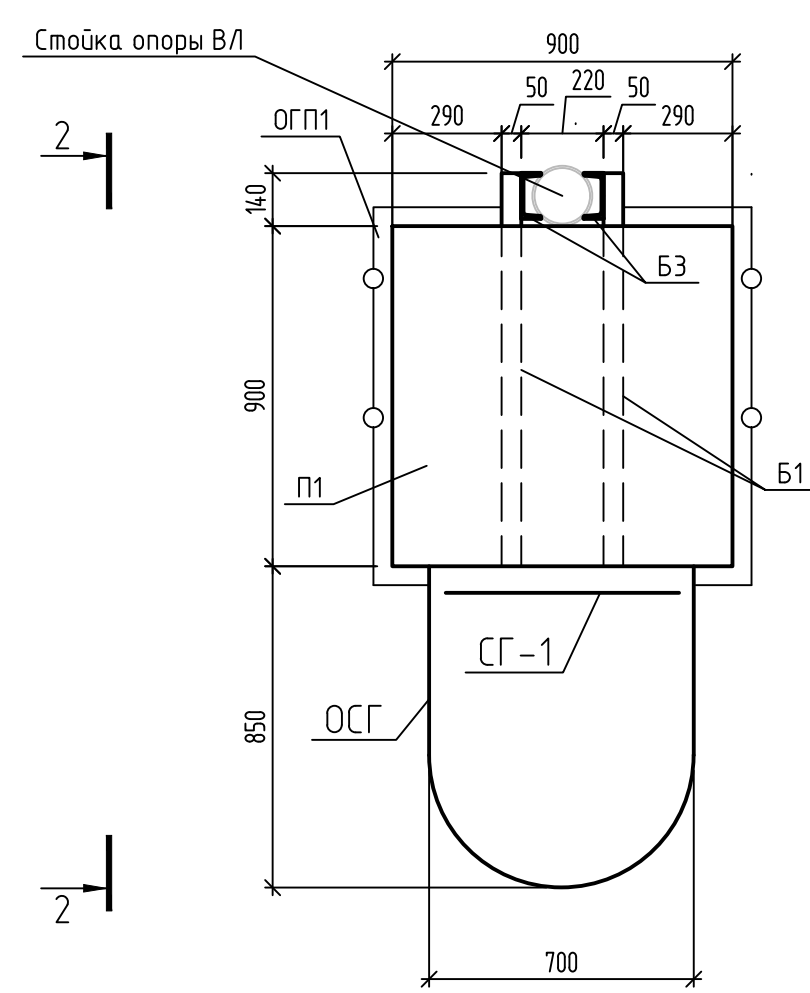
Схема расположения элементов. Площадка ПЛ2



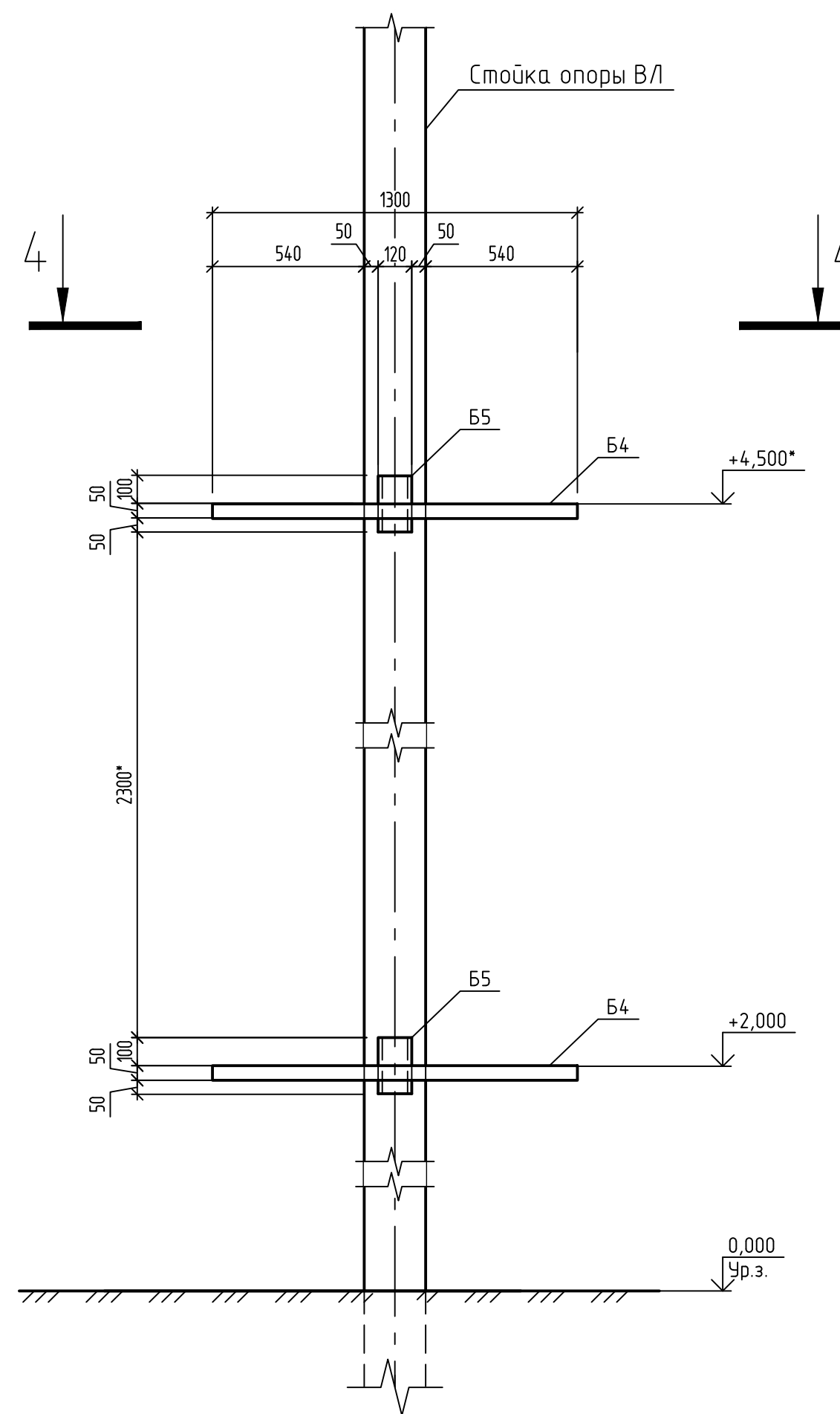
2-2



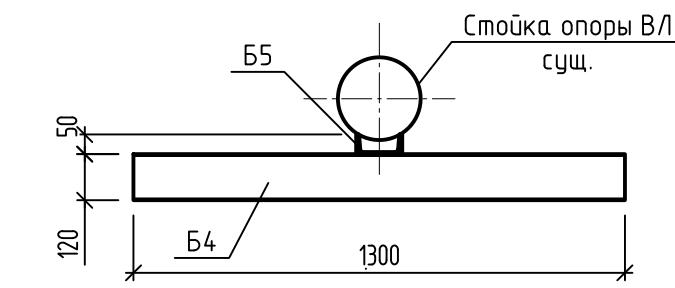
1-1



3-3
Крепление КТП



4-4



Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
Пл-1		Площадка Пл-2	1	153,03	
Б1		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	10,82	L=1040
Б2		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	14,04	L=1350
Б3		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	2,60	L=250
Б4		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	13,52	L=1300
Б5		Швеллер 124 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	2,08	L=200
Пл1	ГОСТ 17608-01	Плита тротуарная 5п.6	2	90,00	
		Площадка Пл-2		153,03	
П1	Лист 14	Площадка П-0,9/0,9	1	36,14	
ОГП1	Лист 12	Ограждение площадки ОГП1	2,6	16,92	м.п.
СГ-1	Серия 1450.3-794.2	Стремянка СГ-28	1	50,00	см.п.п.4
ОСГ-1		Ограждение стремянки ОСГ-24	1	22,90	см.п.п.4

1. За 0.000 принимаем уровень отметки земли.
2. КТП монтировать к балкам Б4.
3. Высотные отметки и размеры со знаком * уточнить по месту.
4. Стремянку и ограждение обрезать по месту.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г4

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до м.вр. к.2 н.м. им.А.Алабушина

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стация	Лист	Листов
Разр.					08.08.23	Площадки обслуживания опор ВЛ	П	4
Проб.					08.08.23			
Н.контр.					08.08.23	Схема расположения элементов. Площадка ПЛ2		000 "ПроектИнжинирингНефть"

План на отметке +1,300

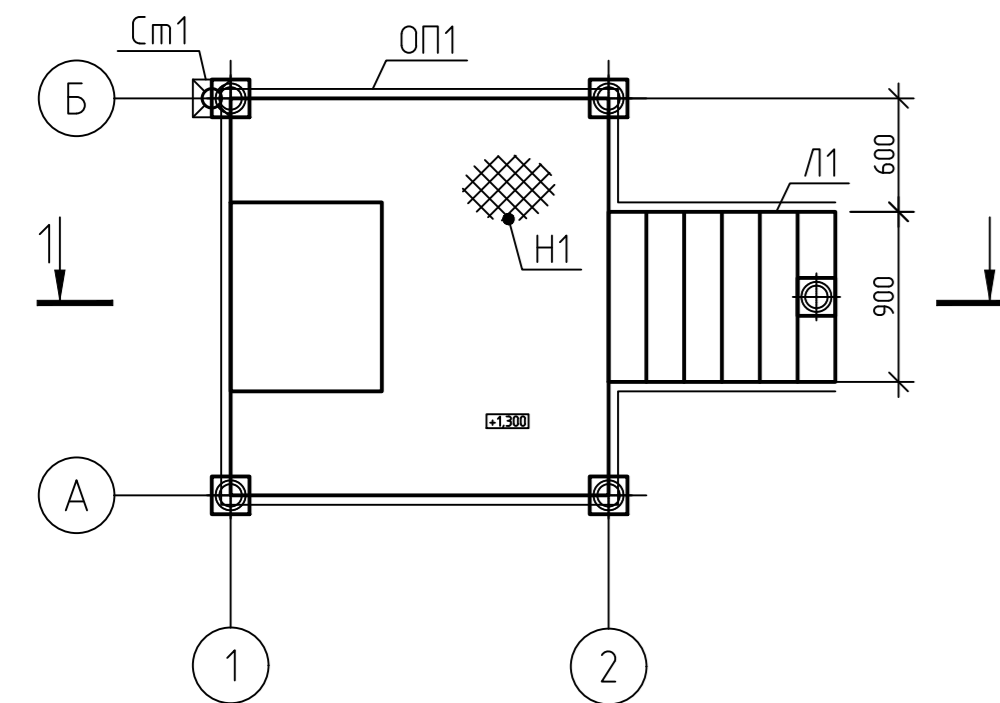


Схема расположения свай

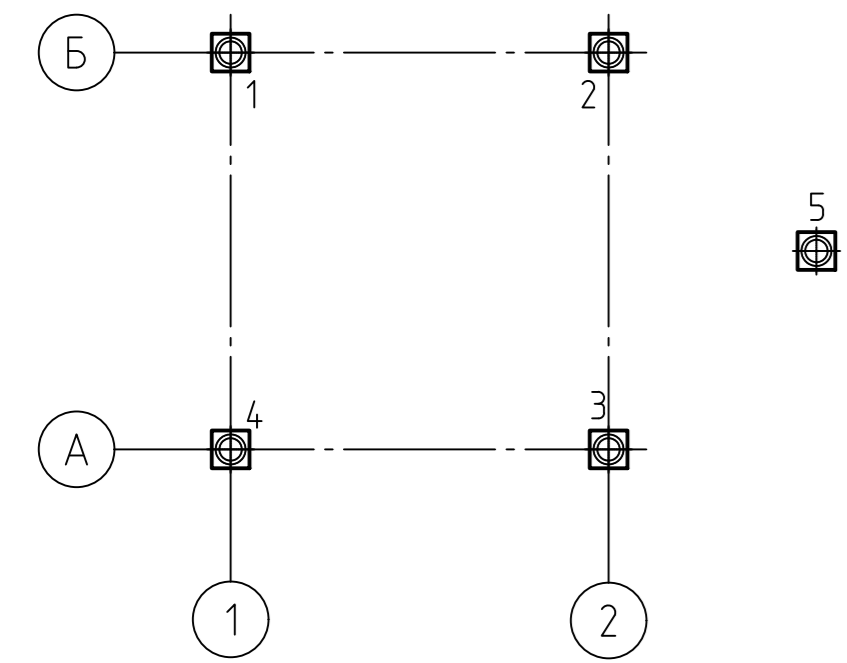
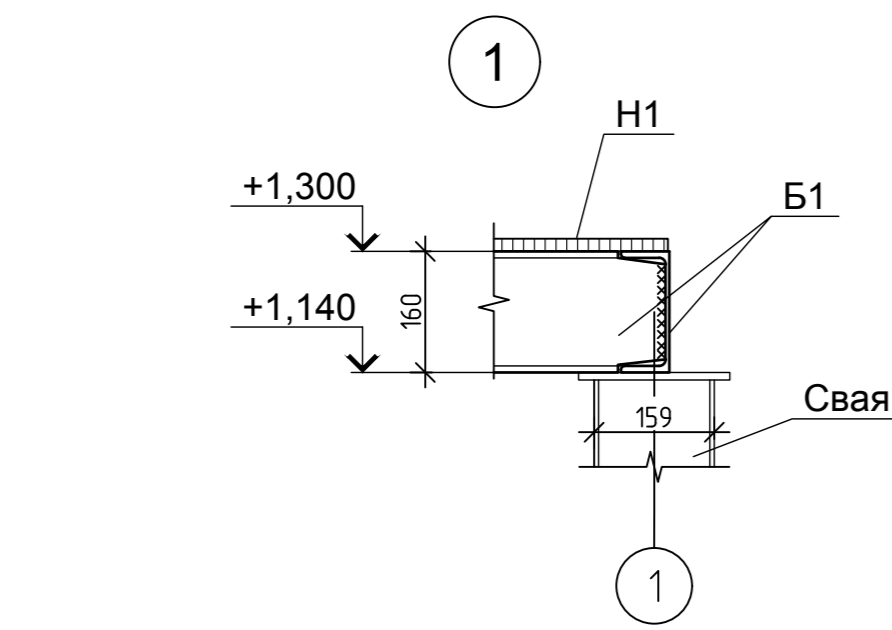
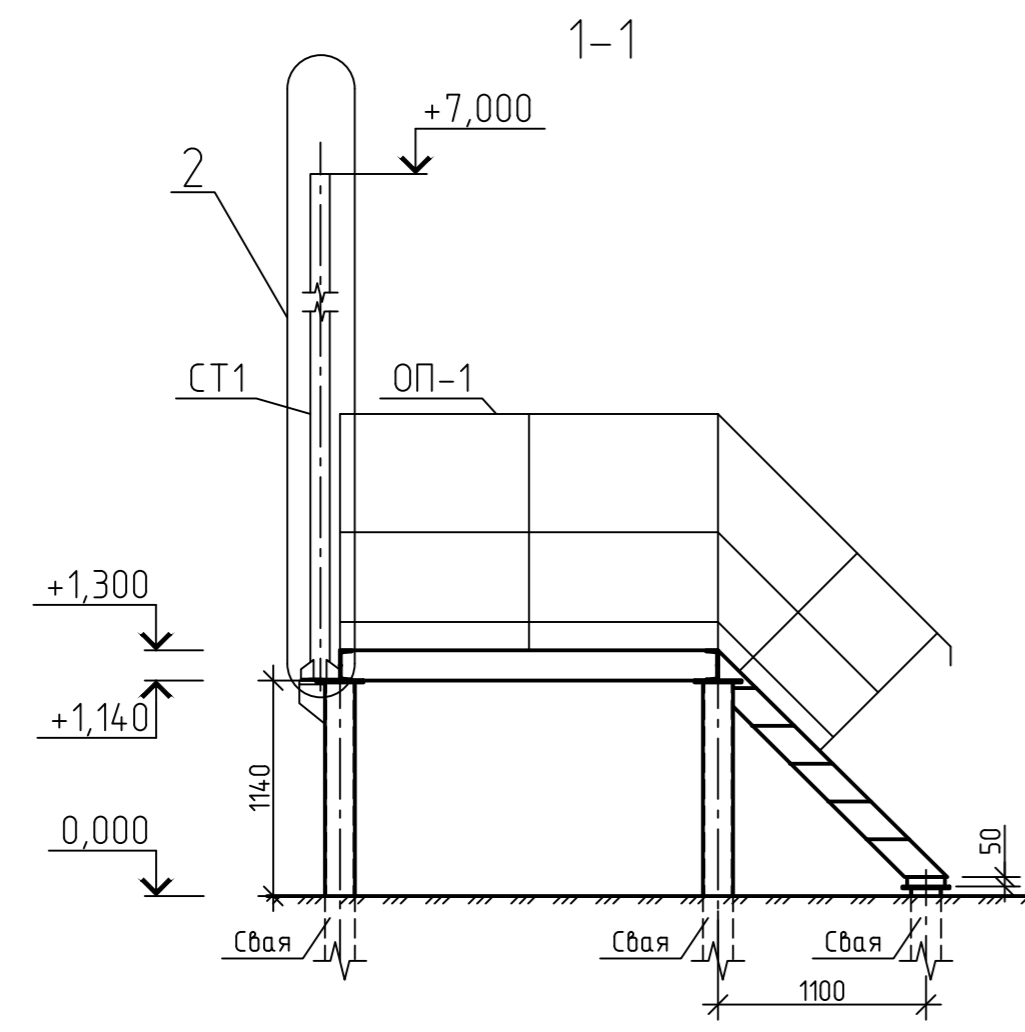
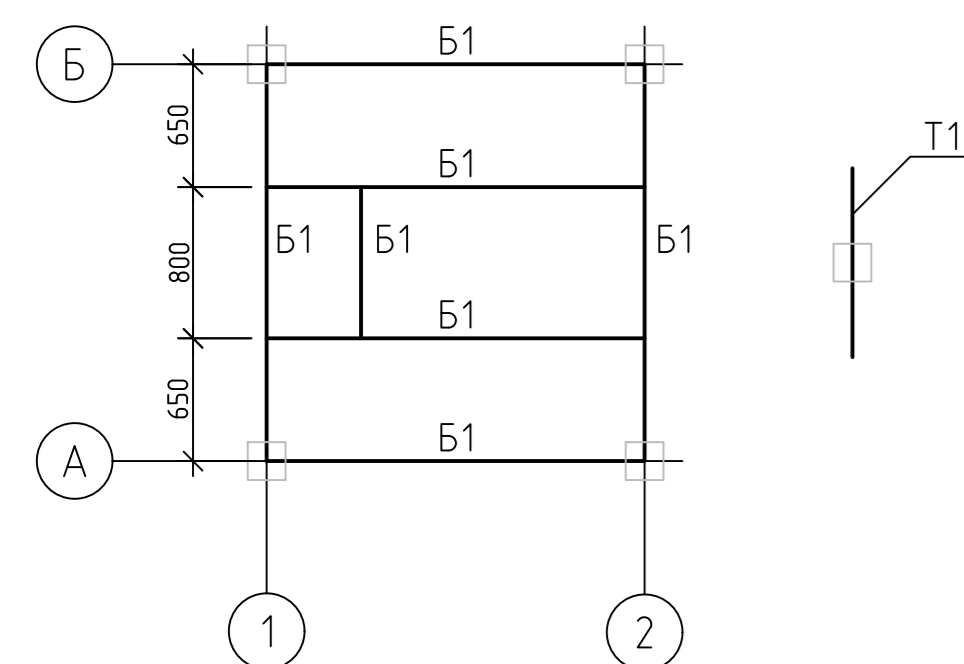
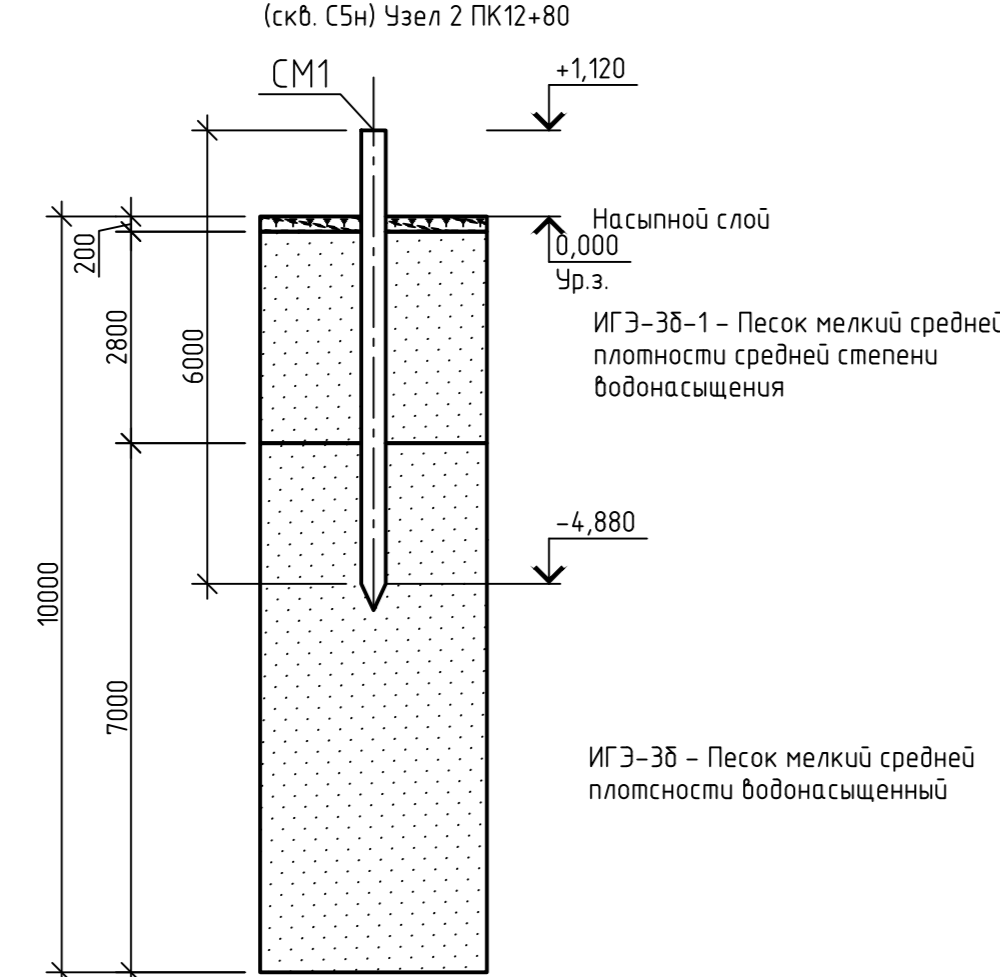


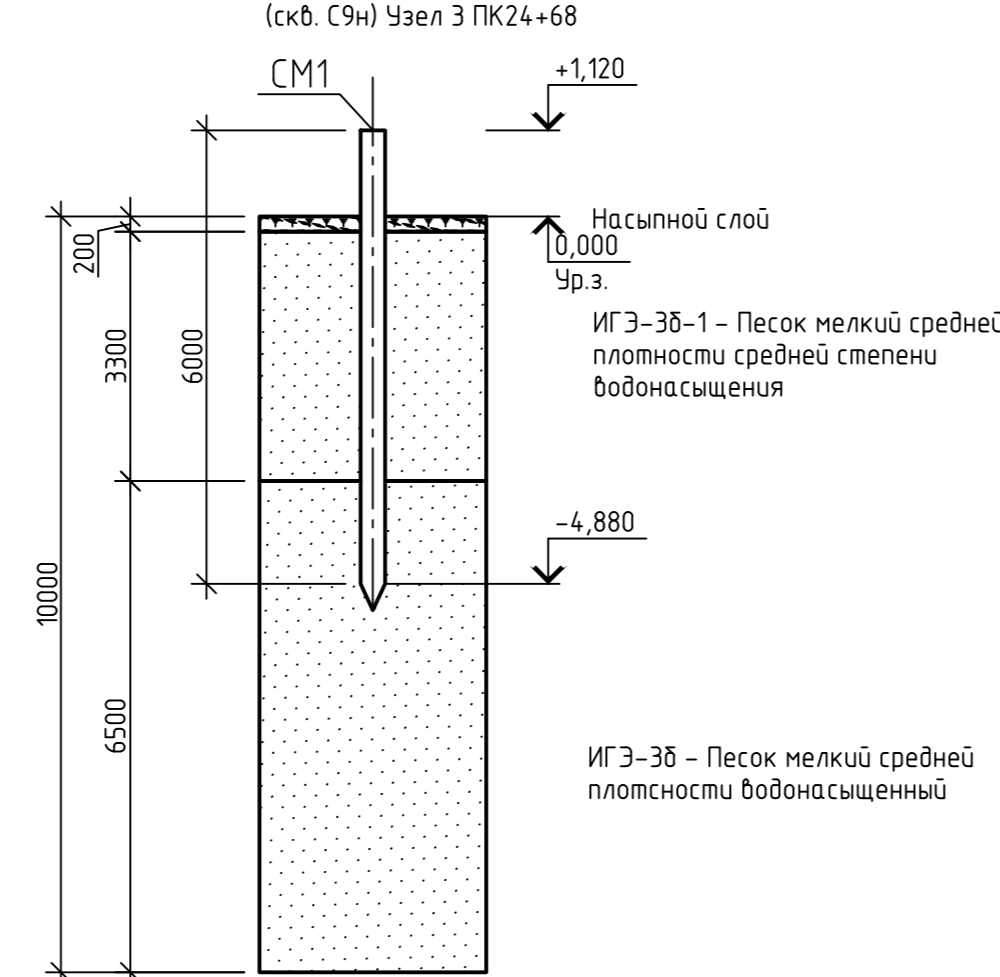
Схема расположения балок



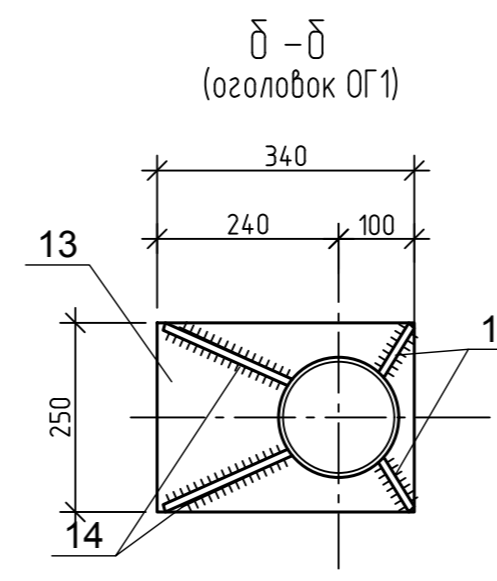
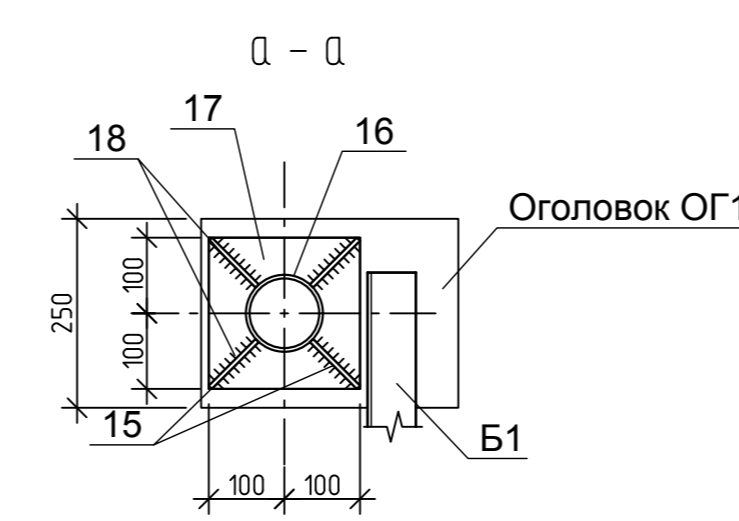
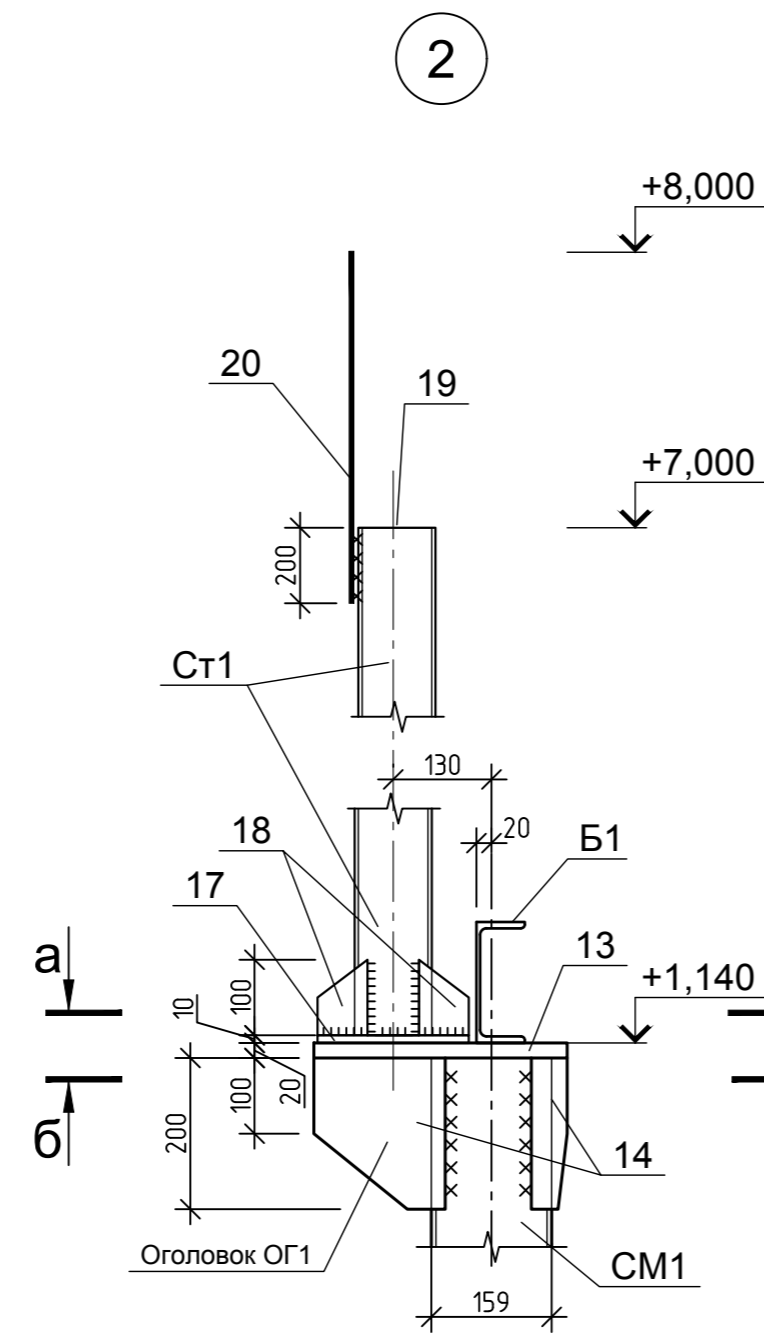
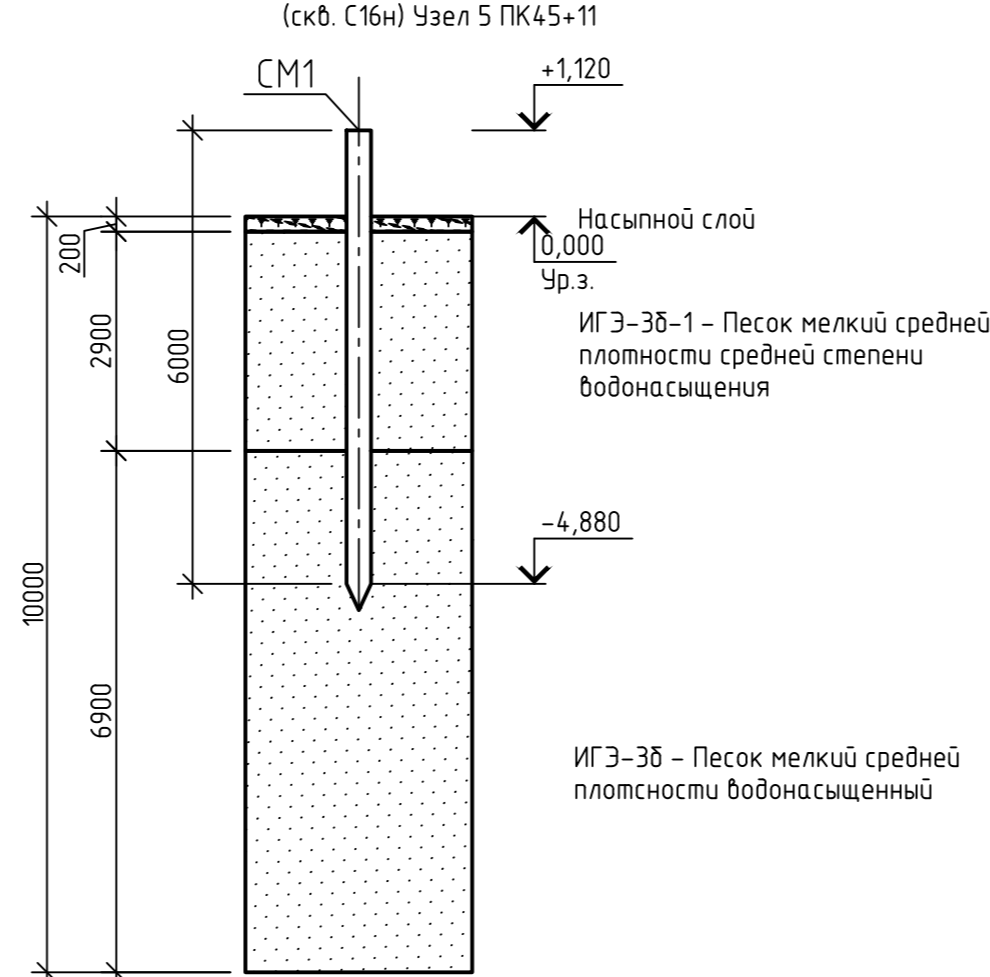
Инженерно-геологический разрез (скв. С5н) Узел 2 ПК12+80



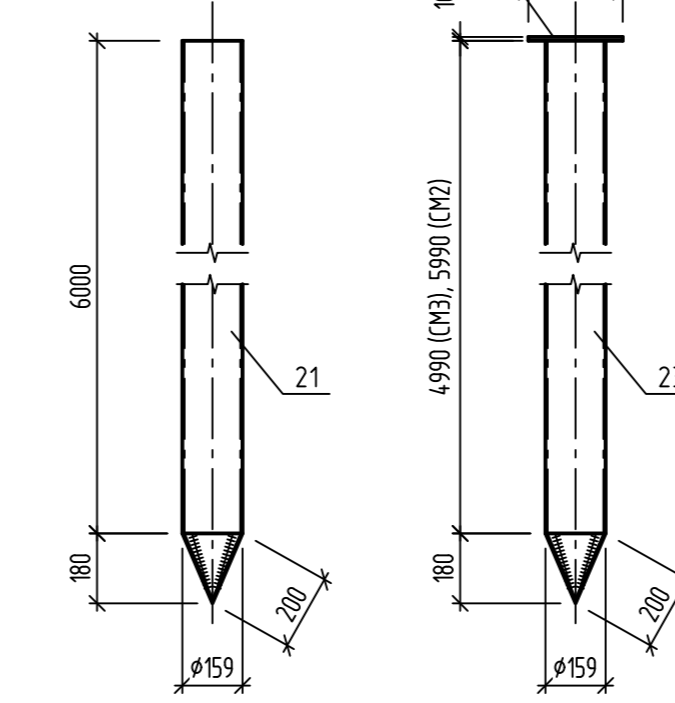
Инженерно-геологический разрез (скв. С9н) Узел 3 ПК24+68



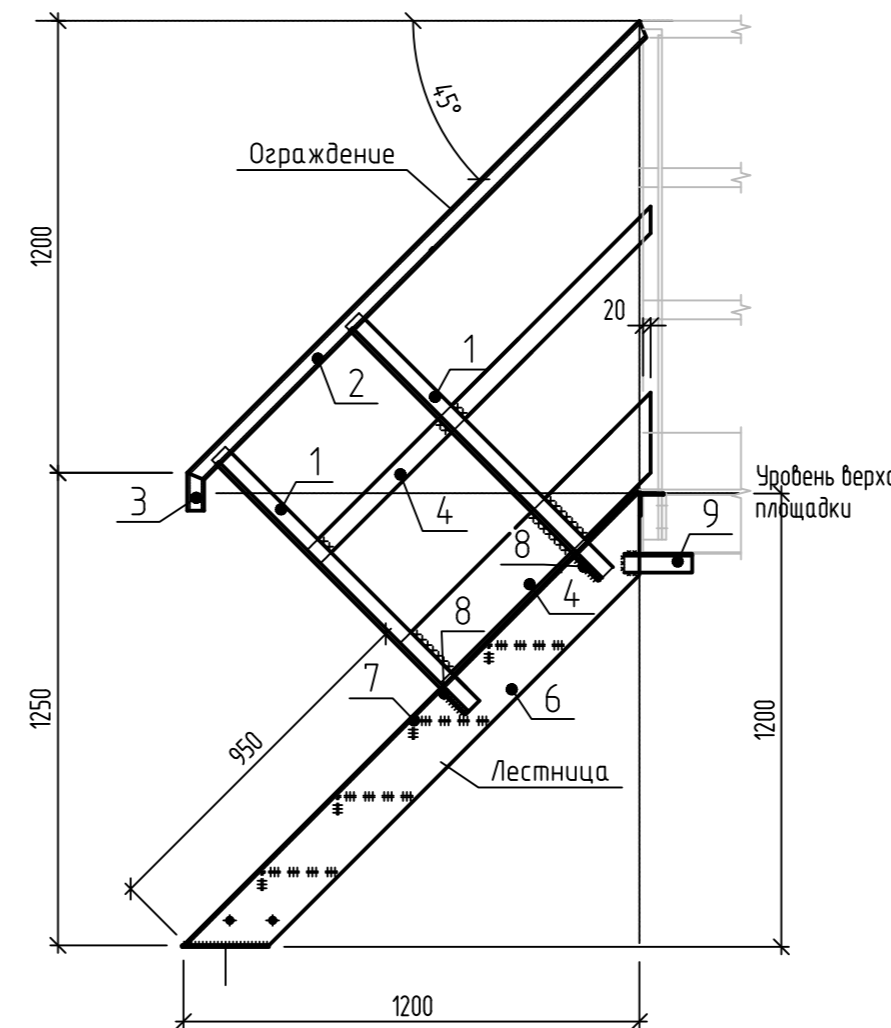
Инженерно-геологический разрез (скв. С16н) Узел 5 ПК45+11



Свая СМ1 Свая СМ2, СМ3



Л-ОЛ-1,2



Спецификация элементов лестниц

Марка изделия	Поз.дет.	Наименование	Кол.	Масса 1 дет.	Длина	Масса изделия	Примечание
Л-ОЛ-1, 2	1	L50x50x5	2	3,73	L=990	91,40	
	2	Ø 45x3	1	5,27	L=1693		
	3	Ø 45x3	1	0,31	L=100		
	4	- 4x50	1	2,02	L=1287		
	5	- 4x150	1	4,41	L=937		
	6	L 160x60x4	2	20,99	L=1705		
	7	ПВ-406 760x250	5	2,98			
	8	- 130x110x6	4	0,67			
	9	L 50x50x3	2	0,45	L=200		
	10	L 60x60x4	1	3,18	L=900		
	11	-150x40x4	10	0,19			
	12	- 230x60x4	2	0,43			

Спецификация элементов металлических конструкций

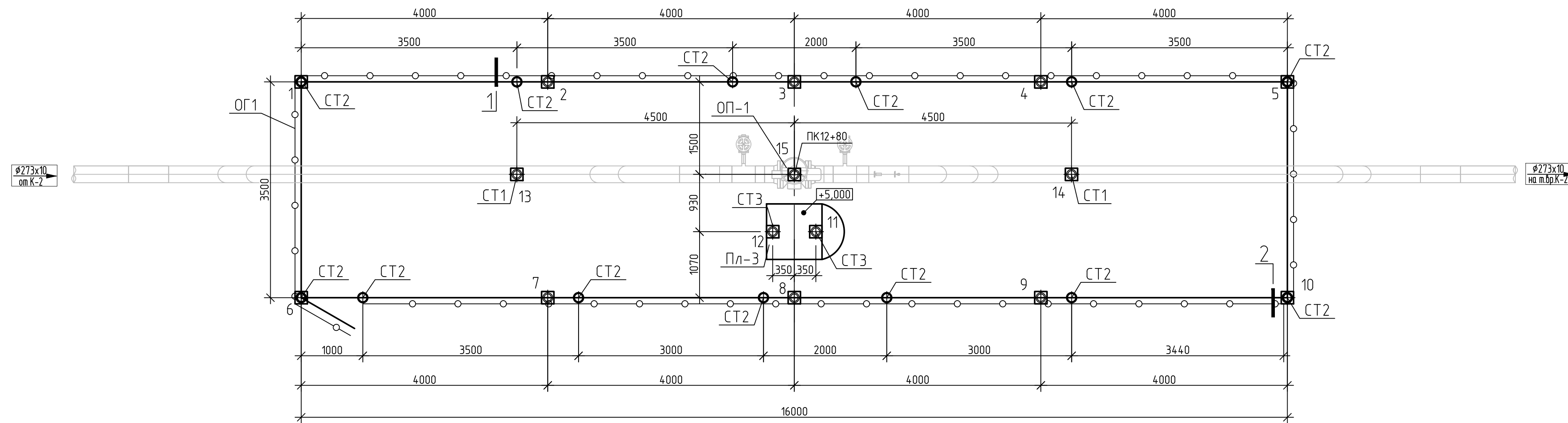
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса вв. кз.	Примечание
1		Свая СМ1	1	140,37	
2,4		Свая СМ2	3	143,28	
5		Свая СМ3	1	120,64	
Б1		Швеллер 16У ГОСТ 8240-97	13,0	14,20	м.п.
ОГ1		Оголовок ОГ1	1	11,39	
ОП1	лист 12	Ограждение площадки ОГП1	7,4	2,60	м.п.
Л1		Лестница Л-ОЛ-1,2	1	91,40	
Т1	лист 14	Траверса Т-1	1	10,68	
См1		Стойка См1	1	81,57	
Н1		Настил ПВ 508 ТУ 36.26.11-5-89	4,2	20,90	м²
		Оголовок ОГ1		11,39	
13		Лист 10x250 ГОСТ 19903-2015	1	6,67	L=340
14		Лист 6x200 ГОСТ 19903-2015	2	1,70	L=180
15		Лист 6x200 ГОСТ 19903-2015	2	0,66	L=70
		Стойка См1		81,57	
16		Труба 102x5 ГОСТ 10704-91	1	73,96	L=5650
17		Лист 10x200 ГОСТ 19903-2015	1	3,14	L=200
18		Лист 6x100 ГОСТ 19903-2015	4	0,40	L=85
19		Лист 6x100 ГОСТ 19903-2015	1	0,47	L=100
20		Ø18-A240 ГОСТ 5781-82	1	2,40	L=1200
СМ1		Свая СМ1		140,37	
21		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91	1	140,37	L=6200
СМ2		Свая СМ2		143,28	
23		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91	1	140,14	L=6190
22		Лист 10 ГОСТ 19903-2015	1	3,14	L=200x200
СМ3		Свая СМ3		120,64	
24		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91	1	117,50	L=5190
22		Лист 10 ГОСТ 19903-2015	1	3,14	L=200x200

Спецификация дана на одну площадку. Всего площадок 3 шт.

- За 0,000 принимаем уровень отметки земли.
- Расчетная вдавливающая нагрузка на свая СМ1 - 13,0 кН.
- Расчетная несущая способность сваи СМ1 на вдавливающую нагрузку - 157,0 кН.
- Расчетное значение силы морозного пучения с учетом веса сваи и заполнения СМ1 - 27,0 кН.
- Расчетное значение силы, удерживающей свая СМ1 от пучения - 75,5 кН.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г5				
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись
Разраб.	Кориков	04.10.23		
Проб.	Будяков	04.10.23		
Н.контр.	Мухаметова	04.10.23		
Площадка обслуживания КТПК			Стадия	Лист
План на отм. +1,300. Схемы расположения элементов			П	5
ООО "ПроектИнжинирингНефть"				

Схема расположения элементов узла 2 ПК12+80



Инженерно-геологический разрез

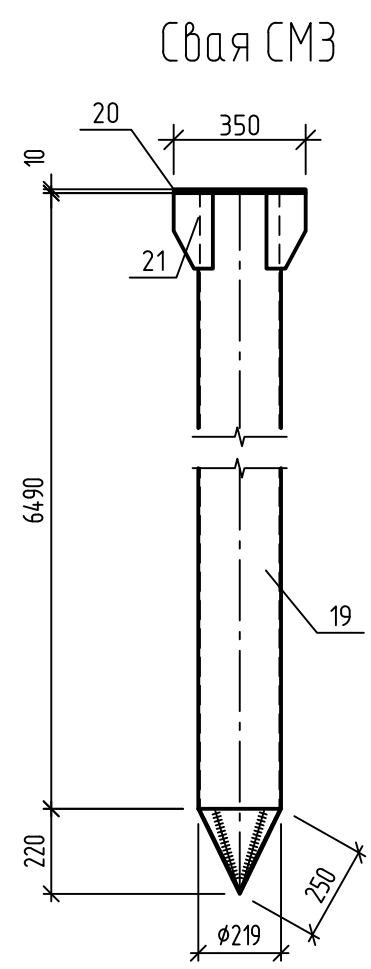
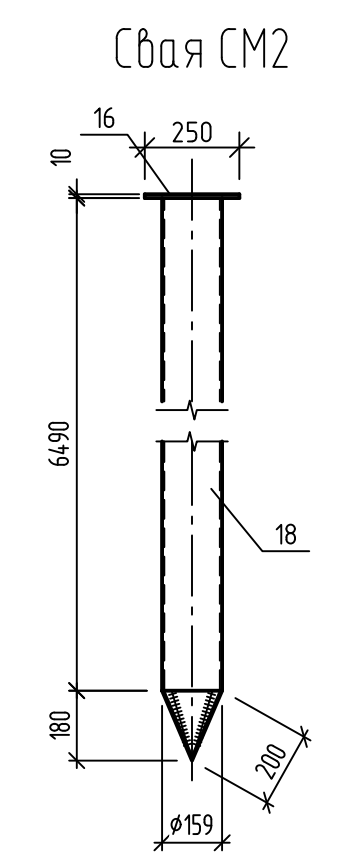
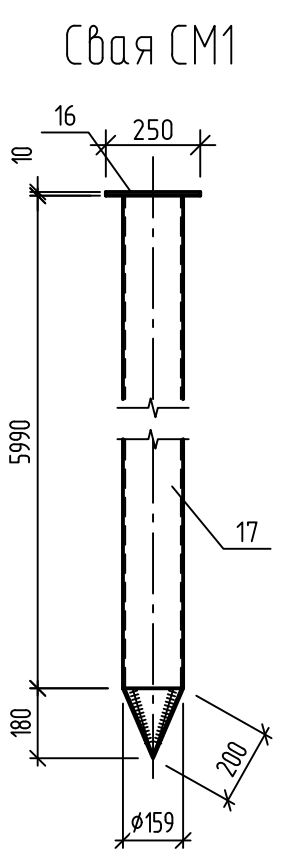
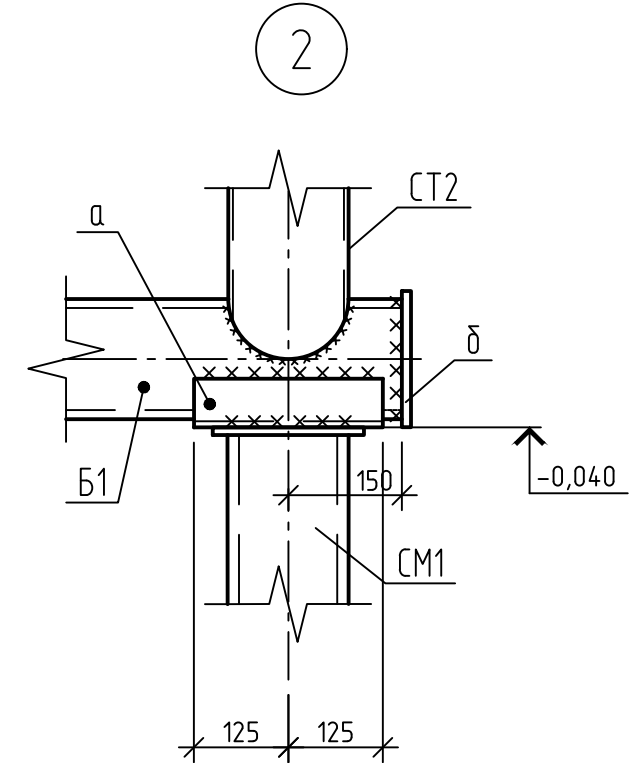
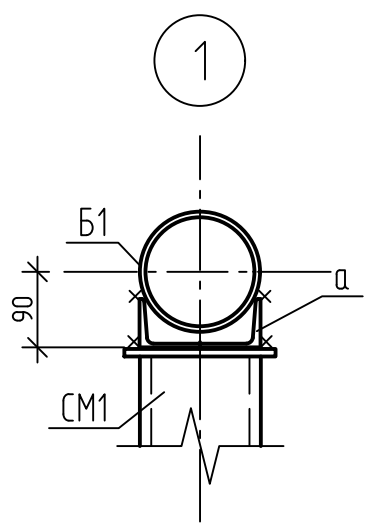
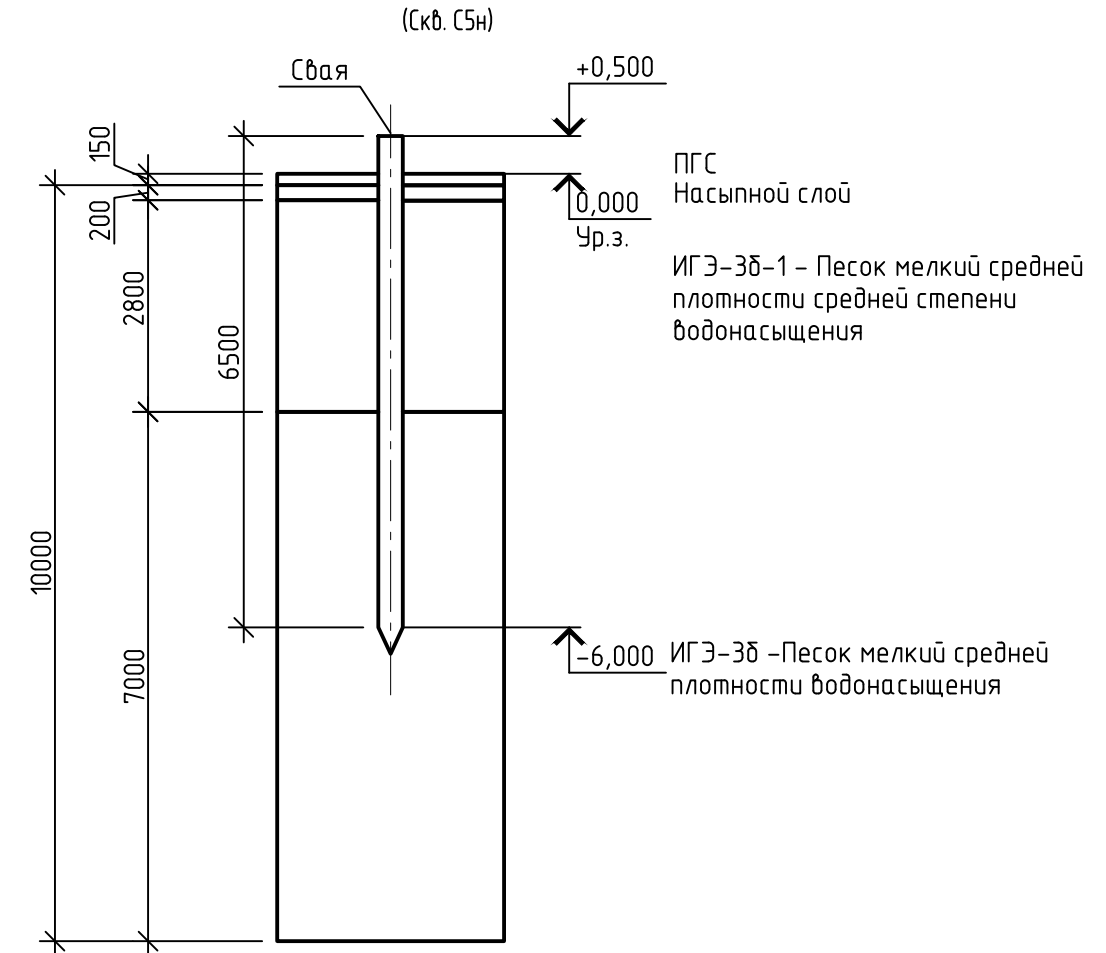


Таблица отметок сваи

№ сваи на схеме	Абсолютная отметка сваи	Марка сваи
1..10	+0,040	СМ1
11,12	+0,500	СМ2
13,14,15	+0,500	СМ3

Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
СМ1		СМ159.60.1-125x25.С4	10	145,05	
СМ2		СМ159.65.1-125x25.С4	2	156,37	
СМ3		СМ219.65.1-1P.35x35.С4	3	264,46	
Б1		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91	39,6	22,64	п.м.
а		Швеллер 164 ГОСТ 8240-97	13	3,55	L=250
б		Лист 6 ГОСТ 19903-2015	4	1,53	180x180
ОП1		Опора ОП1	1	190,28	
СТ1	Лист 11	Стойка СТ1	2	57,22	
СТ2		Стойка СТ2	13	51,49	
СТ3		Стойка СТ3	2	106,33	
ПЛ-3	Лист 15	Площадка ПЛ-3	1	207,71	
ОГ1	Лист 13	Ограждение ОГ1	38,0	17,62	
К1	серия 3.017-3, б.5	Калитка КМС 0,85x1,8	1	32,0	
СМ1		Свая СМ1		145,05	
17		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91	1	140,14	L=6190
16		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015	1	4,91	
СМ2		Свая СМ2		156,37	
18		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91	1	151,46	L=6690
16		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015	1	4,91	
СМ3		Свая СМ3		264,46	
19		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91	1	246,68	L=6740
20		Лист 10x350x350 ГОСТ 19903-2015	1	9,62	
21		Лист 10 ГОСТ 19903-2015	4	2,04	

- За 0.000 принимаем уровень отметки земли.
- Расчетная вдавливающая нагрузка на сваю СМ3 - 15,6 кН.
- Расчетная несущая способность сваи СМ3 на вдавливающую нагрузку - 147,7 кН.
- Расчетное значение силы морозного пучения с учетом веса сваи и заполнения СМ3 - 27,6 кН.
- Расчетное значение силы, удерживающей сваю СМ3 от пучения - 72,2 кН.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г6					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина					
Изм.	Колуч.	Лист	Н док	Подпись	Дата
Разраб.	Кориков				04.10.23
Проб.	Будаков				04.10.23
Н.контр.	Мухометова				04.10.23

Нефтегазовый коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»		
Стадия	Лист	Листов
П	6	

Схема расположения элементов узла 2 (ПК 12+80)		000 "ПроектиИнжинирингНефть"	
--	--	------------------------------	--

Схема расположения элементов узла 3 (ПК 24+68)

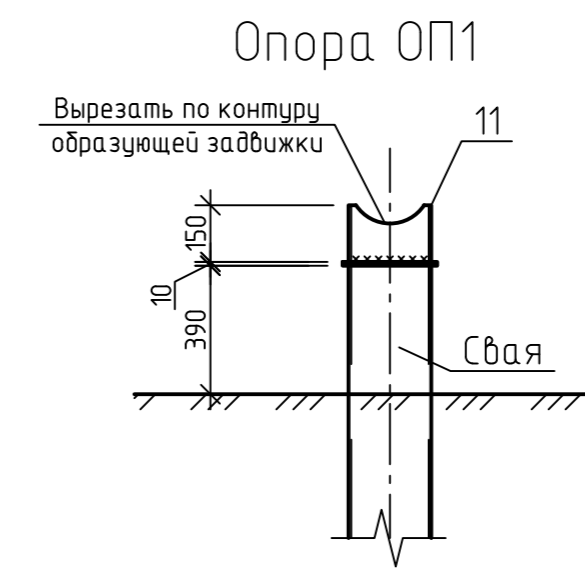
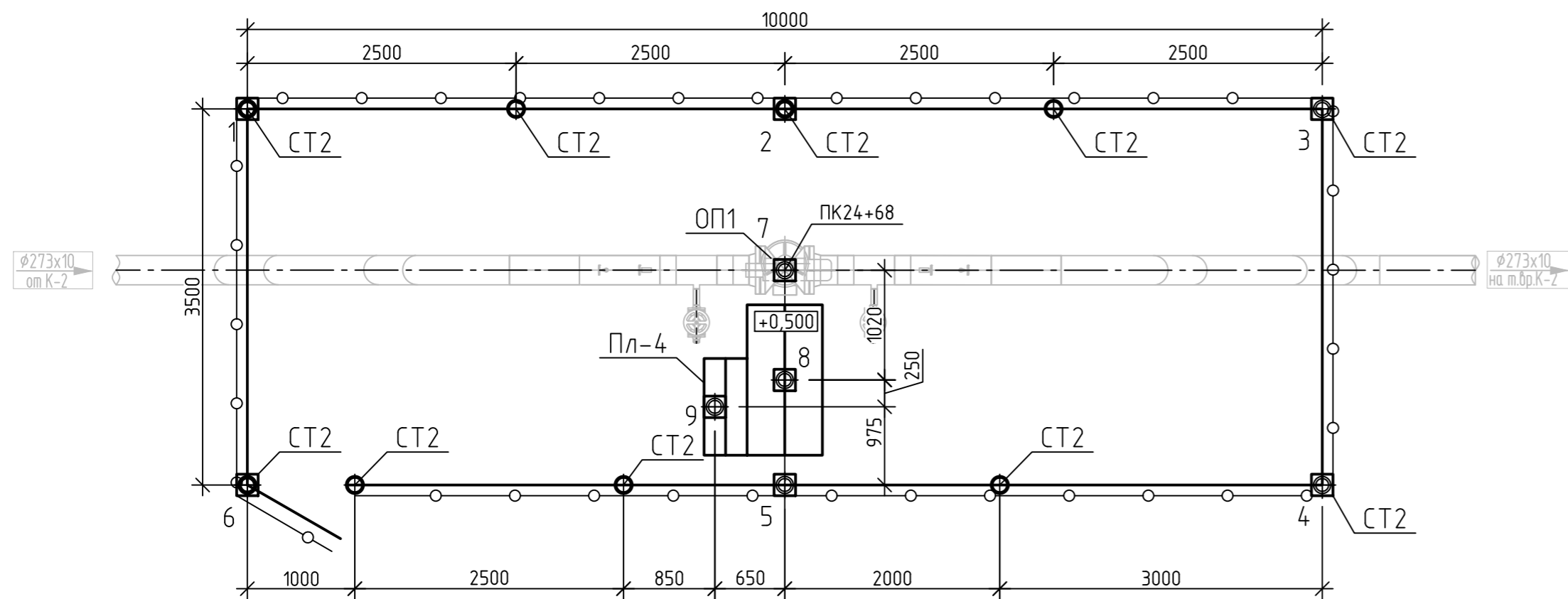


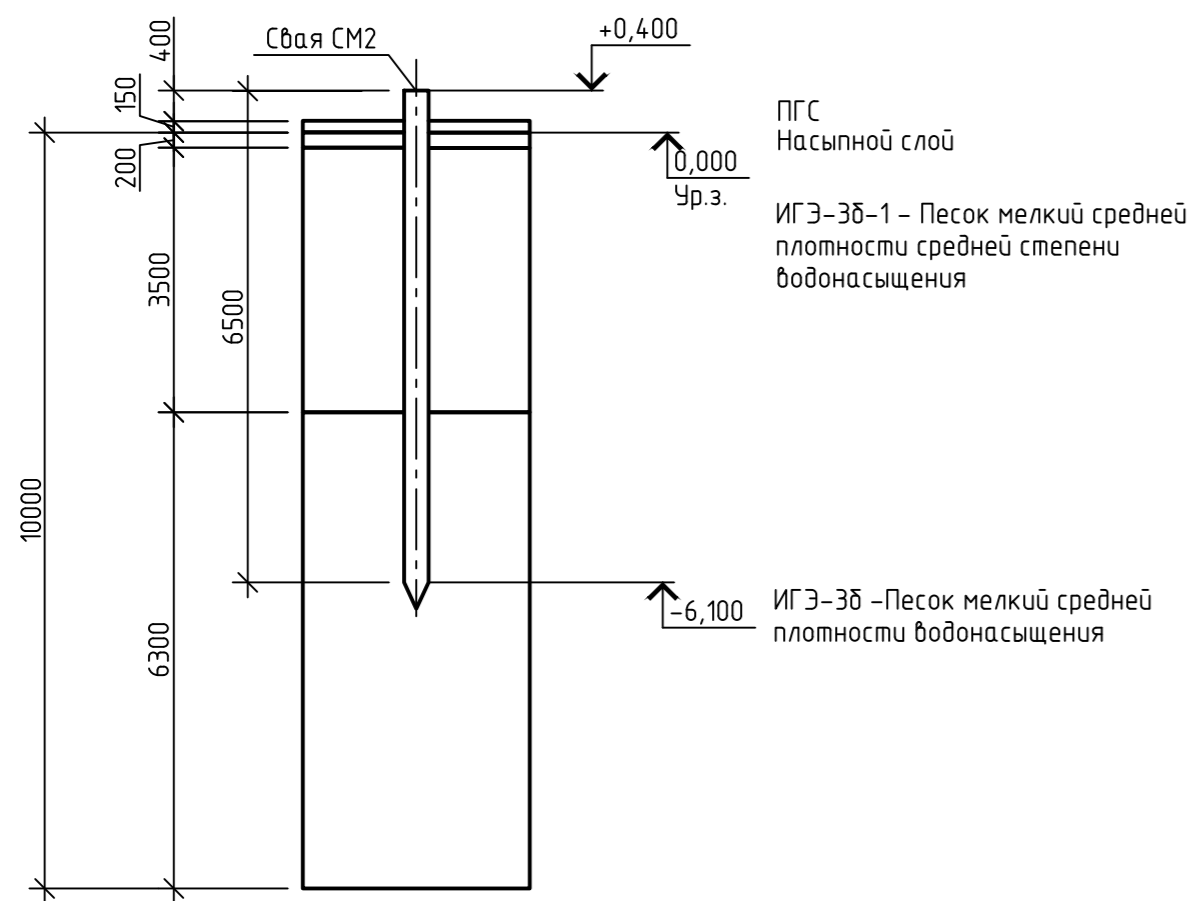
Таблица отметок свай

№ сваи на схеме	Абсолютная отметка сваи	Марка сваи
1..6	-0,040	СМ1
7	+0,400	СМ2
8,9	+0,240	СМ1
10	+0,050	СМ1

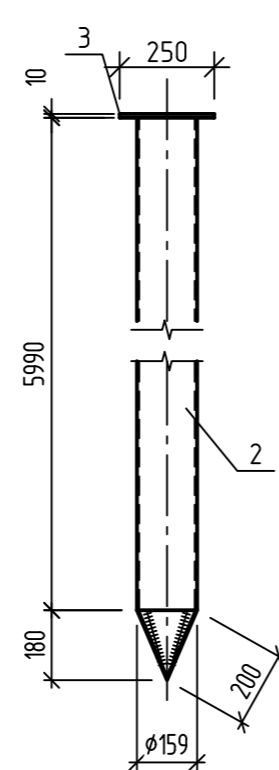
Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
СМ1		Свая СМ1	1	145,05	
СМ2		Свая СМ2	2	251,59	
Б1		Труба 159х6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	27,6	22,64	п.м.
а		Швеллер 164 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	10	3,55	L=250
б		Лист 6 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	1,53	180x180
ОП1		Опора ОП1	1	5,49	
СТ2		Стойка СТ2	10	51,49	
Пл-4	Лист 15	Площадка Пл-4	1	147,99	
ОГ1	Лист 13	Ограждение ОГ1	26,0	17,62	
ОП1		Опора ОП1		5,49	
11		Труба 219х7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	5,49	L=150
СМ1		Свая СМ1	0	145,05	
13		Труба 159х6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	140,14	L=6190
12		Лист 10х250х250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	4,91	
СМ2		Свая СМ2	0	251,59	
14		Труба 219х7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	246,68	L=6740
12		Лист 10х250х250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	4,91	

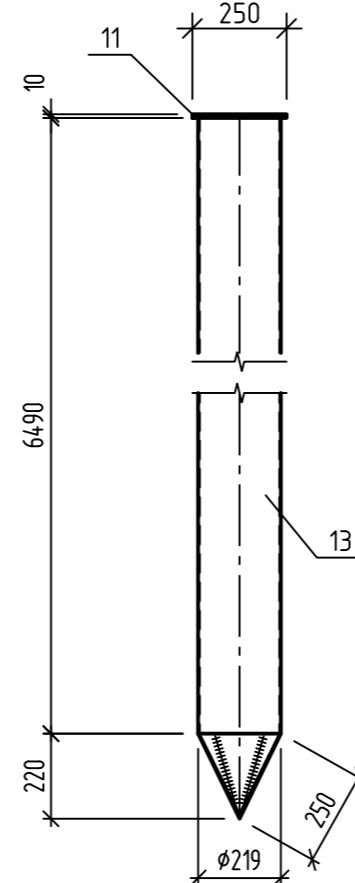
Инженерно-геологический разрез (скв. С9н)



Свая СМ1



Свая СМ2



1. За 0.000 принимаем уровень отметки земли.
2. Расчетная вдавливающая нагрузка на сваю СМ2 - 13,0 кН.
3. Расчетная несущая способность сваи СМ2 на вдавливающую нагрузку - 152,9 кН.
4. Расчетное значение силы морозного пучения с учетом беса сваи и заполнения СМ2 - 27,0 кН.
5. Расчетное значение силы, удерживающей сваю СМ2 от пучения - 74,3 кН.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г7					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина					
Изм.	Колуч	Лист	И док	Подпись	Дата
Разраб.	Кориюб				04.10.23
Проб.	Будаков				04.10.23
Н.контр.	Мухаметова				04.10.23
Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»				Стадия	Лист
				П	7
Схема расположения элементов узла 3 (ПК 24+68)				ООО "ПроектИнжинирингНефть"	

Схема расположения элементов узла 4 (ПК 27+78)

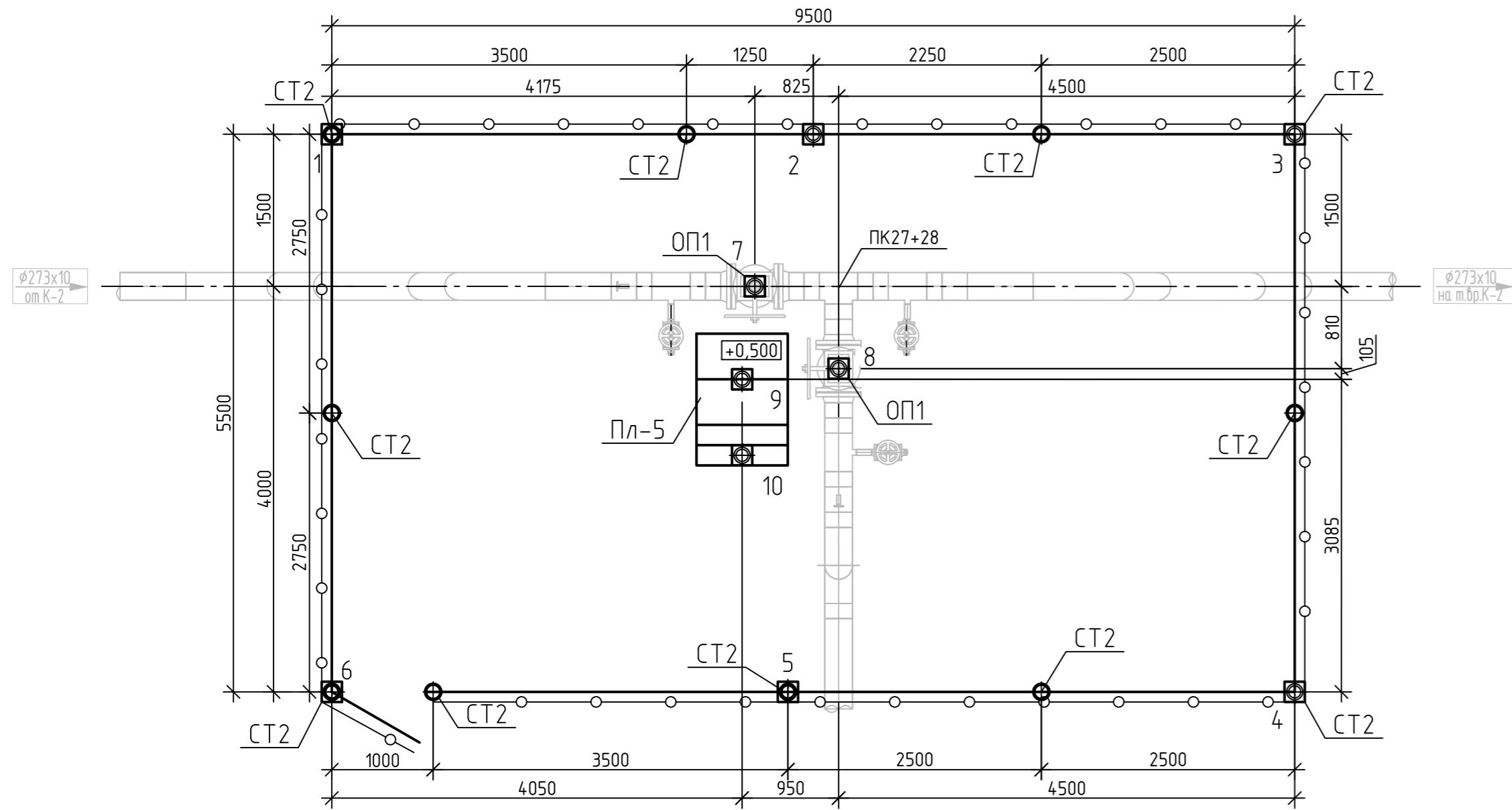


Таблица отметок свай

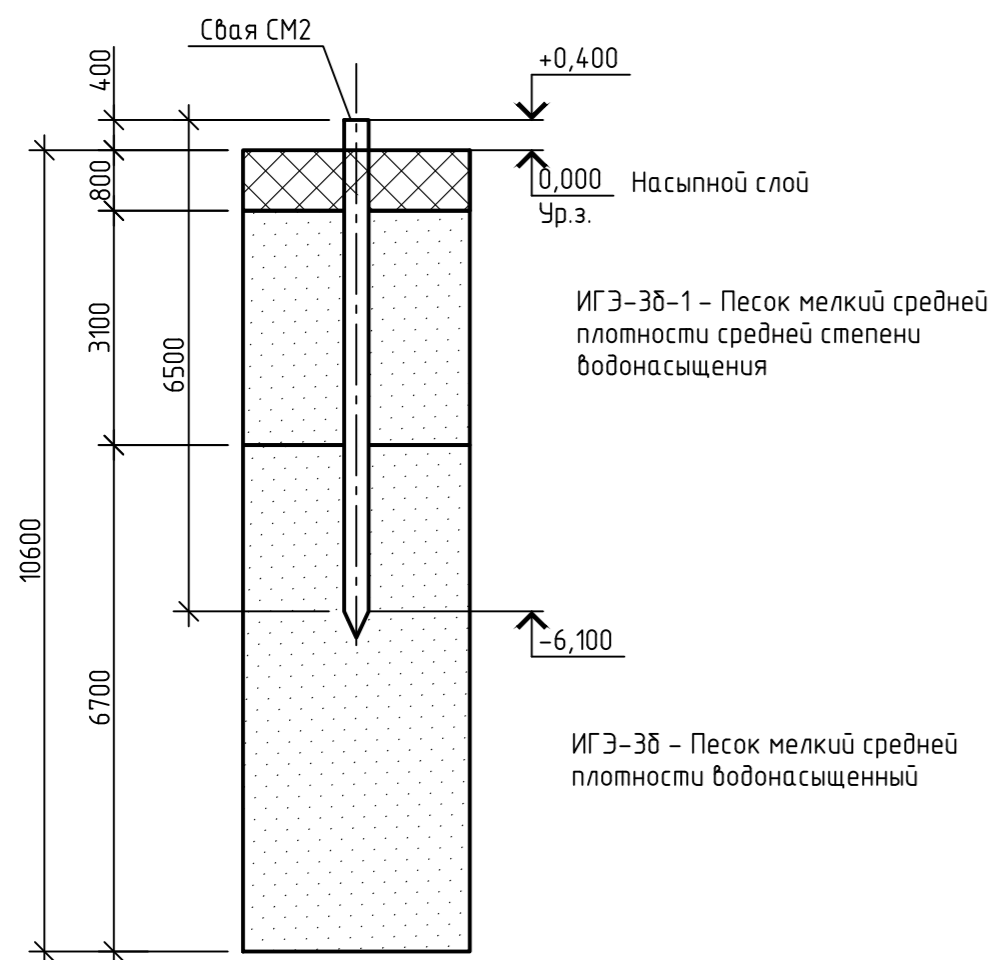
№ сваи на схеме	Абсолютная отметка сваи	Марка сваи
1..6	-0,040	СМ1
7,8	+0,400	СМ2
9	+0,240	СМ1
10	0,050	СМ1

Спецификация элементов металлических конструкций

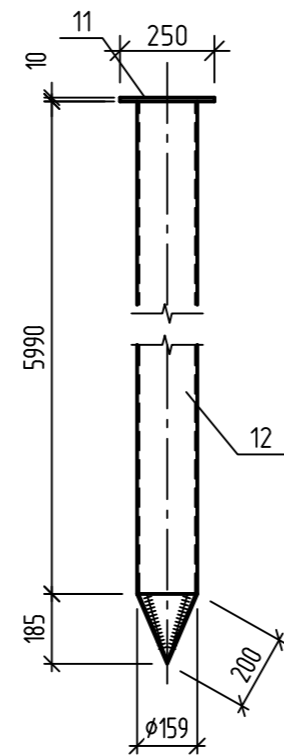
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
СМ1		Свая СМ1	6	145,05	
СМ2		Свая СМ2	2	251,59	
Б1		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	30,6	22,64	п.м.
а		Швеллер 164 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	11	3,55	L=250
б		Лист 6 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	1,53	180x180
СТ2	Лист 11	Стойка СТ2	11	51,49	
ПЛ-5	Лист 15	Площадка ПЛ-5	1	132,63	
ОГ1	Лист 13	Ограждение ОГ1	29,0	17,62	
К1	серия 3.017-3, б.5	Калитка КМС 0,85x1,8	1	32,0	
ОП1	Лист 11	Опора ОП1	2	5,49	
СМ1		Свая СМ1		145,05	
12		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	140,14	L=6190
11		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	4,91	
СМ2		Свая СМ2		251,59	
13		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	246,68	L=6740
11		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	4,91	

Инженерно-геологический разрез

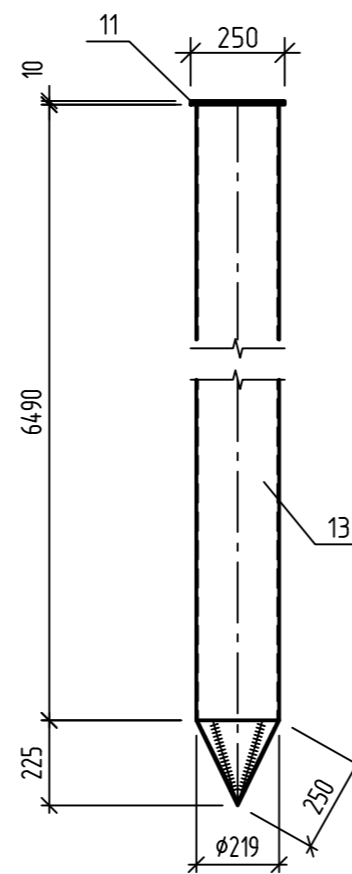
(скв. С10н)



Свая СМ1



Свая СМ2



- За 0,000 принимаем уровень отметки земли.
- Расчетная вдавливающая нагрузка на свая СМ2 - 13,0 кН.
- Расчетная несущая способность сваи СМ2 на вдавливающую нагрузку - 14,10 кН.
- Расчетное значение силы морозного пучения с учетом веса сваи и заполнения СМ2 - 26,9 кН.
- Расчетное значение силы, удерживающей свая СМ2 от пучения - 71,6 кН.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г8

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина

Изм.	Колуч	Лист	Н док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кориюб				04.10.23	Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»	П	8
Проб.	Будаков				04.10.23			
Н.контр.	Мухаметова				04.10.23	Схема расположения элементов узла 4 (ПК 27+78)	000 "ПроектИнжинирингНефть"	

Схема расположения элементов узла 5 (ПК 45+11)

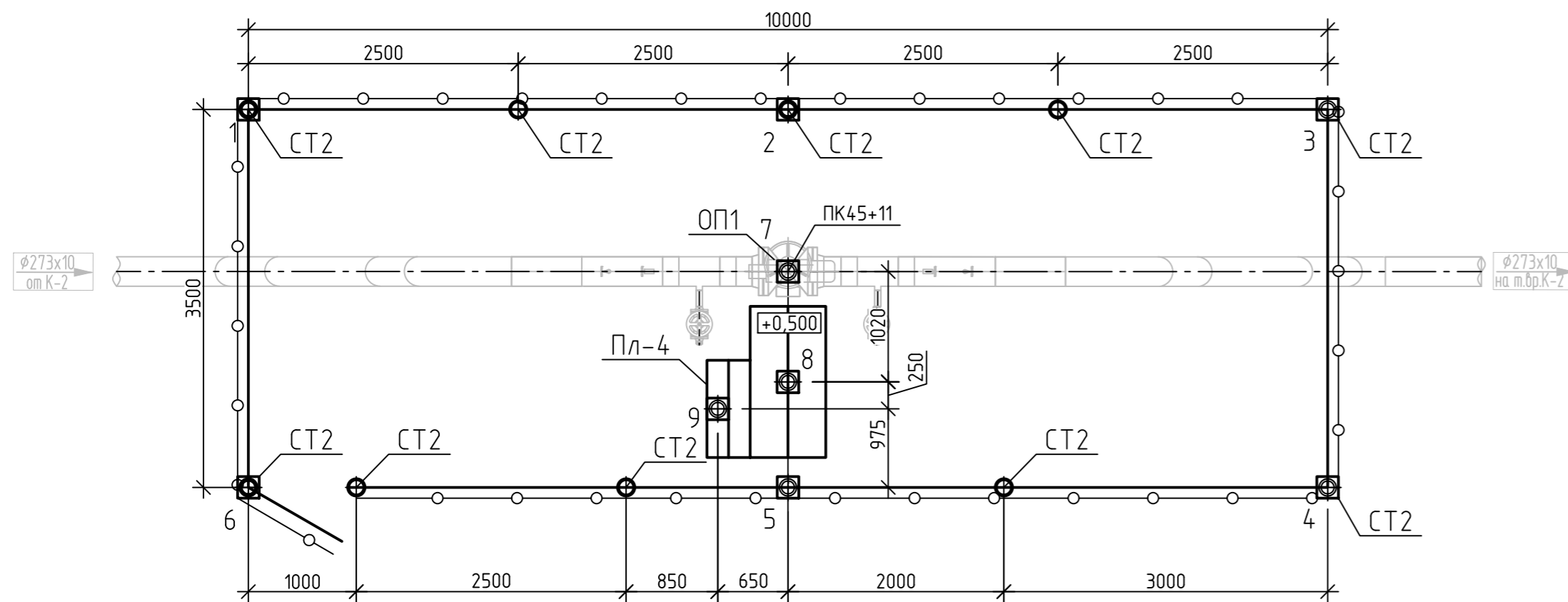


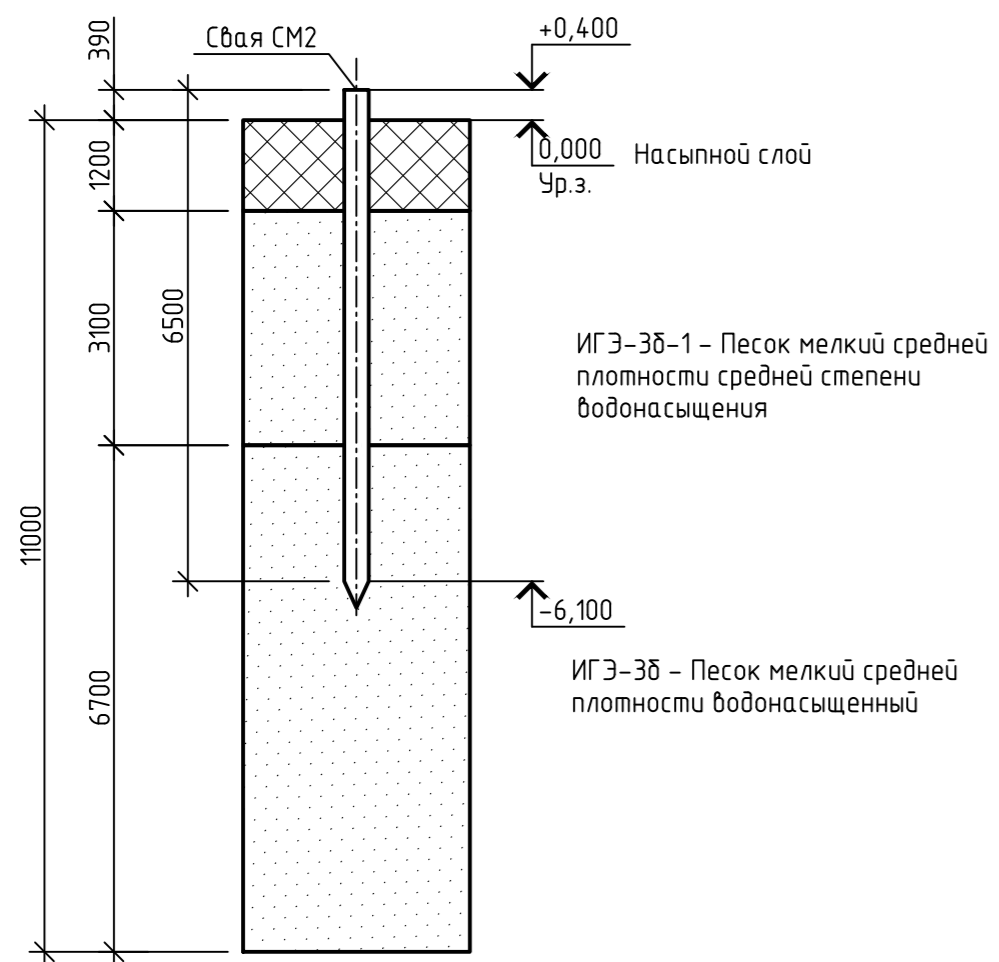
Таблица отметок свай

№ сваи на схеме	Абсолютная отметка сваи	Марка сваи
1..6	-0,040	СМ1
7	+0,400	СМ2
8,9	+0,240	СМ1
10	+0,050	СМ1

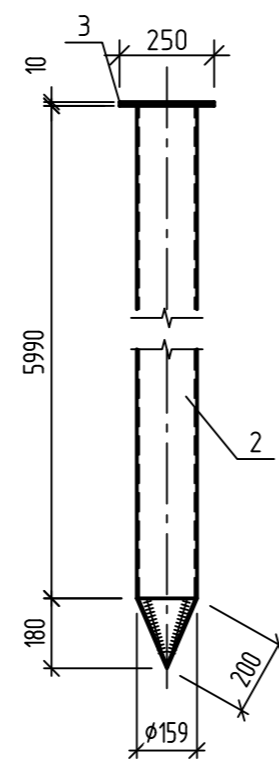
Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
СМ1		Свая СМ1	1	145,05	
СМ2		Свая СМ2	2	251,59	
Б1		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	27,6	22,64	п.м.
а		Швеллер 164 ГОСТ 8240-97 С355-5 ГОСТ 27772-2021	9	3,55	L=250
б		Лист 6 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	1,53	180x180
ОП1	Лист 11	Опора ОП1	1	5,49	
СТ2	Лист 11	Стойка СТ2	9	51,49	
ПЛ-3		Площадка ПЛ-3	1	229,11	
ОГ1	Лист 13	Ограждение ОГ1	26,0	17,62	
К1	серия 3.017-3, б.5	Калитка КМС 0,85x1,8	1	32,0	
СМ1		Свая СМ1	0	145,05	
12		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	140,14	L=6190
11		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	4,91	
СМ2		Свая СМ2	0	251,59	
13		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	246,68	L=6740
11		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	4,91	

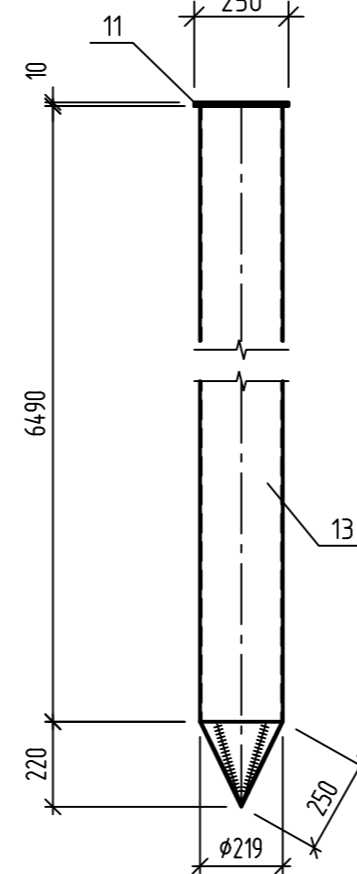
Инженерно-геологический разрез (скв. С16н)



Свая СМ1



Свая СМ2



- За 0.000 принимаем уровень отметки земли.
- Расчетная вдавливающая нагрузка на сваю СМ2 - 13,0 кН.
- Расчетная несущая способность сваи СМ2 на вдавливающую нагрузку - 134,1 кН.
- Расчетное значение силы морозного пучения с учетом веса сваи и заполнения СМ2 - 26,9 кН.
- Расчетное значение силы, удерживающей сваю СМ2 от пучения - 70,2 кН.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г9

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина

Изм.	Колуч	Лист	Н док	Подпись	Дата	Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Кориюб				04.10.23			П	9
Проб.	Будаков				04.10.23				
Н.контр.	Мухаметова				04.10.23	Схема расположения элементов узла 5 (ПК 45+11)	000 "ПроектИнжинирингНефть"		

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

Камера приема СОД (ПК46+11)

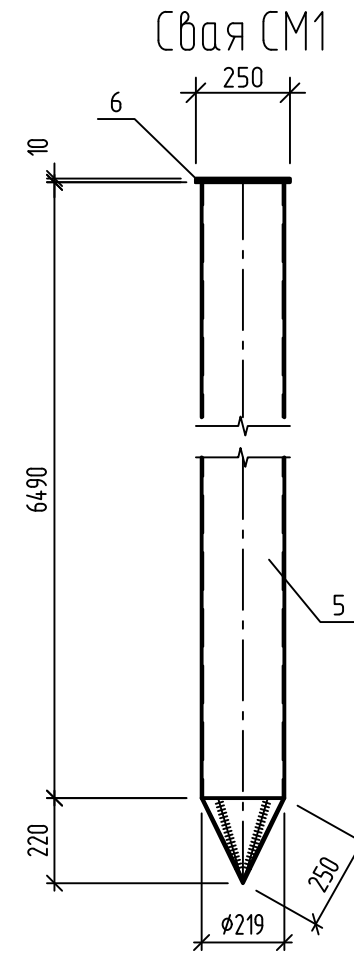
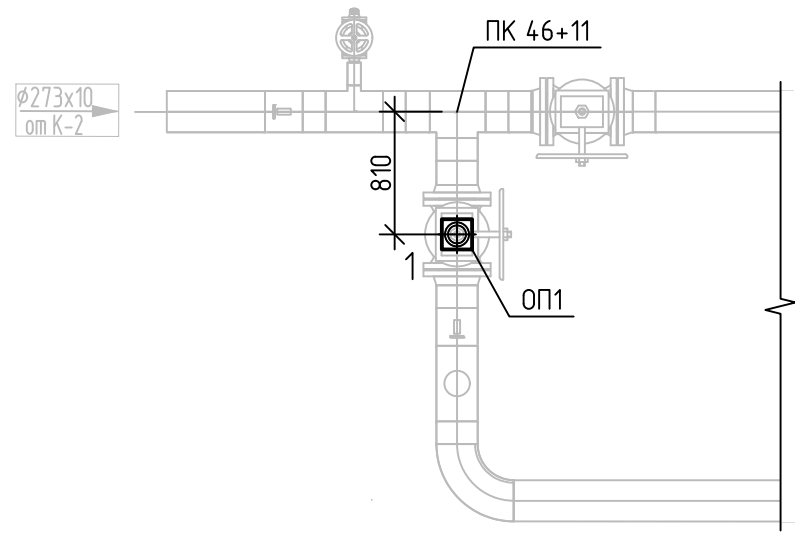
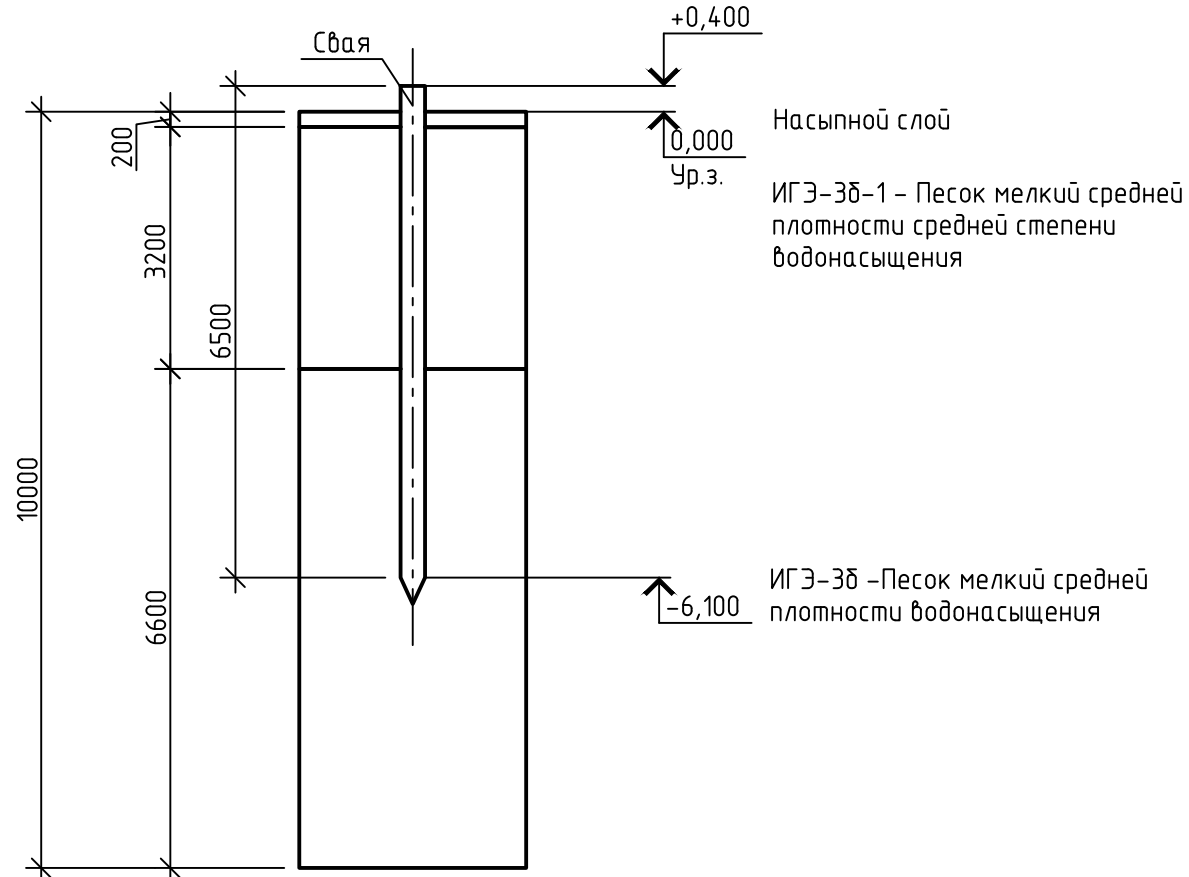


Таблица отметок свай

№ сваи на схеме	Абсолютная отметка сваи	Марка сваи
1	+0,400	СМ1

Инженерно-геологический разрез (Скв. С17н)



Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
СМ1		СМ219.65.1-1.25x25.С4	1	233,29	
ОП1	Лист 11	Опора ОП1	1	5,49	
СМ1		Свая СМ1	0	251,59	
2		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	246,68	L=6740
3		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	4,91	

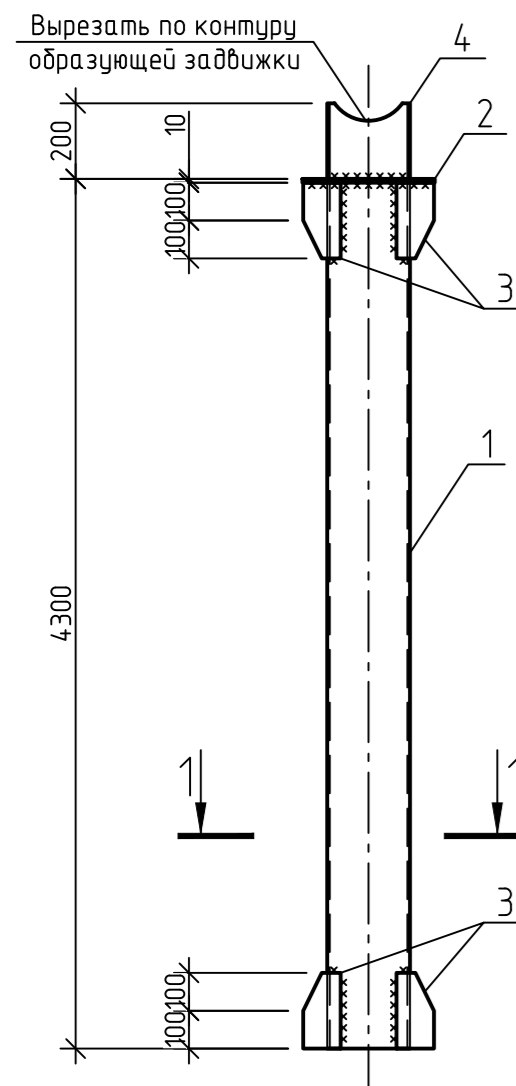
- За 0.000 принимаем уровень отметки земли.
- Расчетная вдавливающая нагрузка на свая СМ1 - 13,0 кН.
- Расчетная несущая способность свай СМ1 на вдавливающую нагрузку - 157,0 кН.
- Расчетное значение силы морозного пучения с учетом веса сваи и заполнения СМ1 - 27,0 кН.
- Расчетное значение силы, удерживающей свая СМ1 от пучения - 75,5 кН.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г10

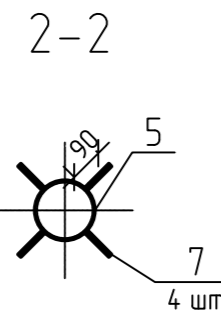
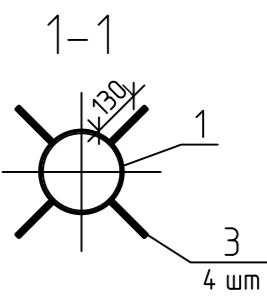
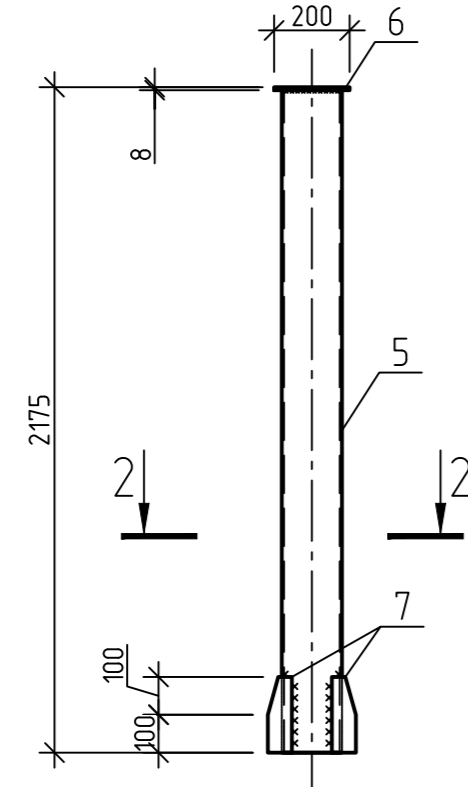
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина

Изм.	Кол.уч.	Лист	И док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кориков			04.10.23	Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»	П	10
Пров.		Будаков			04.10.23			
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23	Камера приема СОД (ПК46+11)	ООО "ПроектИнжинирингНефть"	

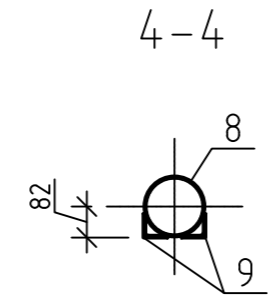
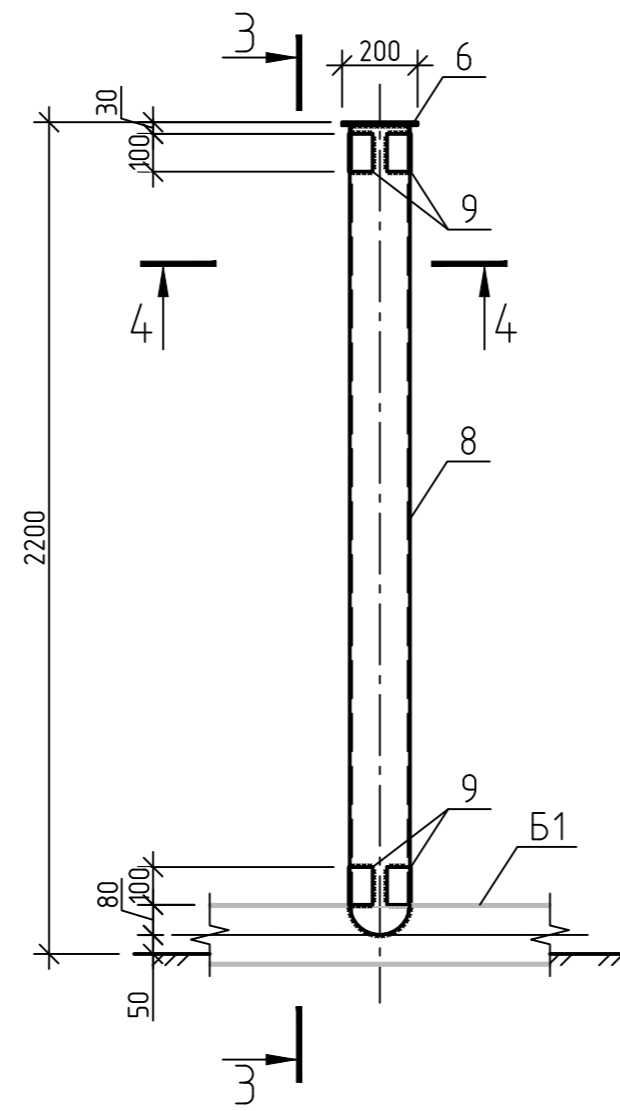
Опора ОП1



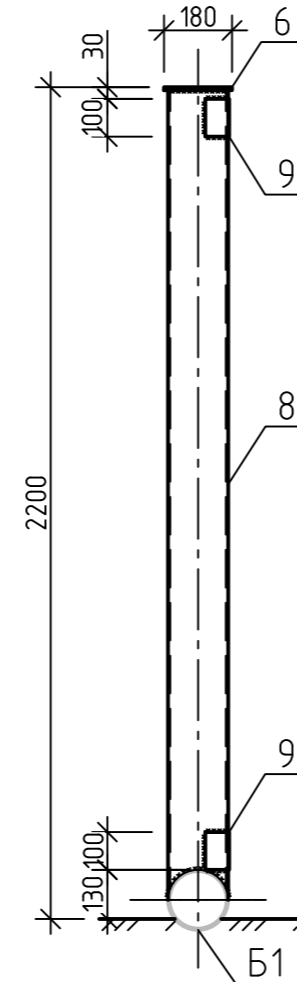
Стойка СТ1



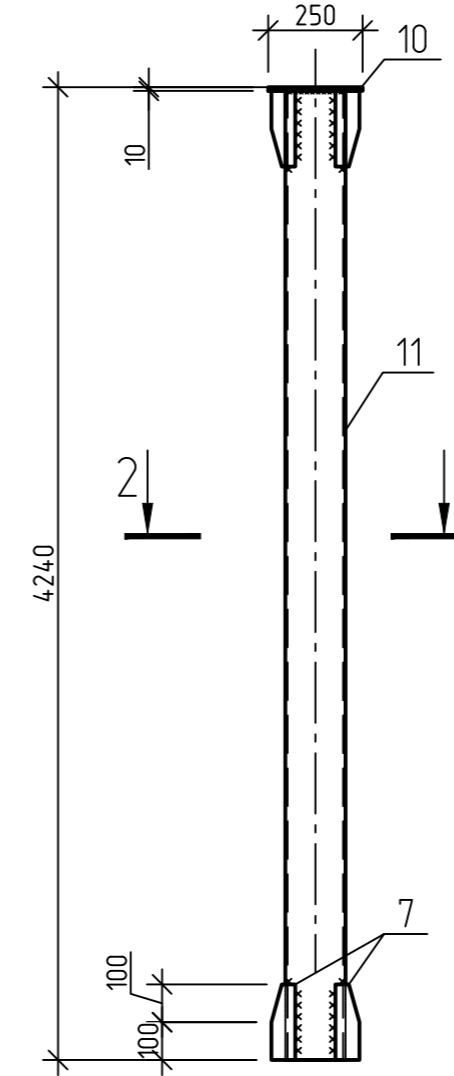
Стойка СТ2



3-3



Стойка СТ3



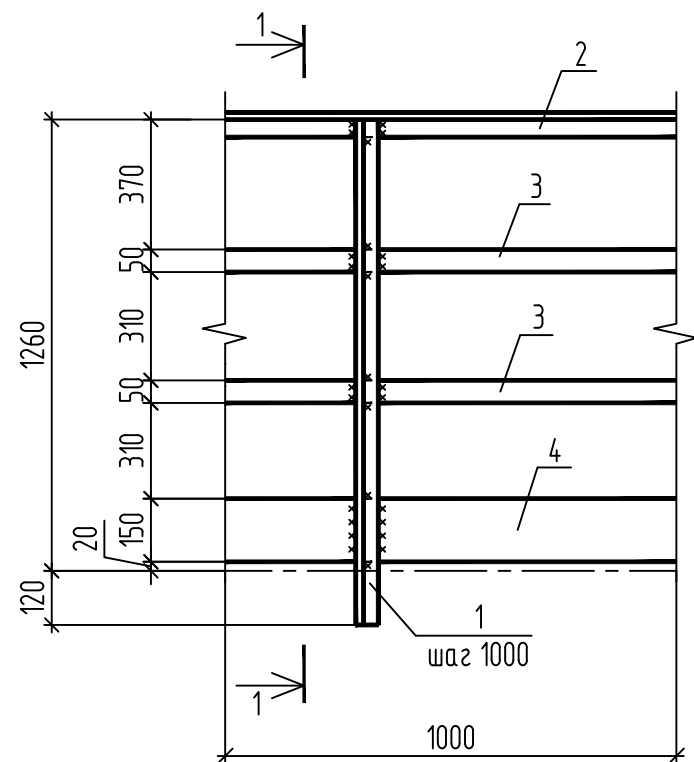
Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
Опора ОП1					
1		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ19281-2014	0	190,28	
2		Лист 10x350x350 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ27772-2021	1	157,01	L=4290
3		Лист 10x130x200 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ27772-2021	8	2,04	
4		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ19281-2014	1	7,32	L=200
Стойка СТ1					
5		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ19281-2014	0	57,22	
6		Лист 8x200x200 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	49,06	L=2167
7		Лист 10x90x200 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	1,41	
Стойка СТ2					
6		Лист 8x200x200 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	0	51,49	
8		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ19281-2014	1	2,51	
9		Челок 63x63x5 ГОСТ 8509-93 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	48,49	L=2142
Стойка СТ3					
10		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	0	106,33	
11		Труба 159x6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ19281-2014	1	4,91	L=4230
7		Лист 10x90x200 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	95,77	
			4	1,41	

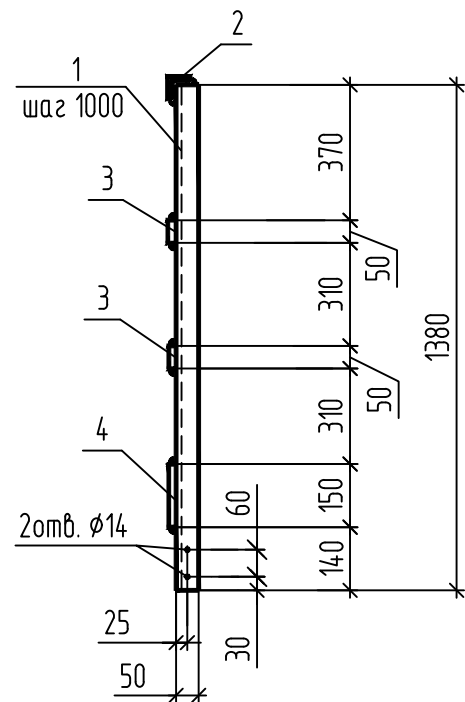
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г11					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Кориков				04.10.23
Проб.	Будаков				04.10.23
Н.контр.	Мухаметова				04.10.23
Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»				Стадия	Лист
				П	11
Опора ОП1. Стойки СТ1...СТ3				ООО "ПроектИнжинирингНефть"	

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

Ограждение ОГП1 (1 п.м.)



1-1



Спецификация элементов металлических конструкций

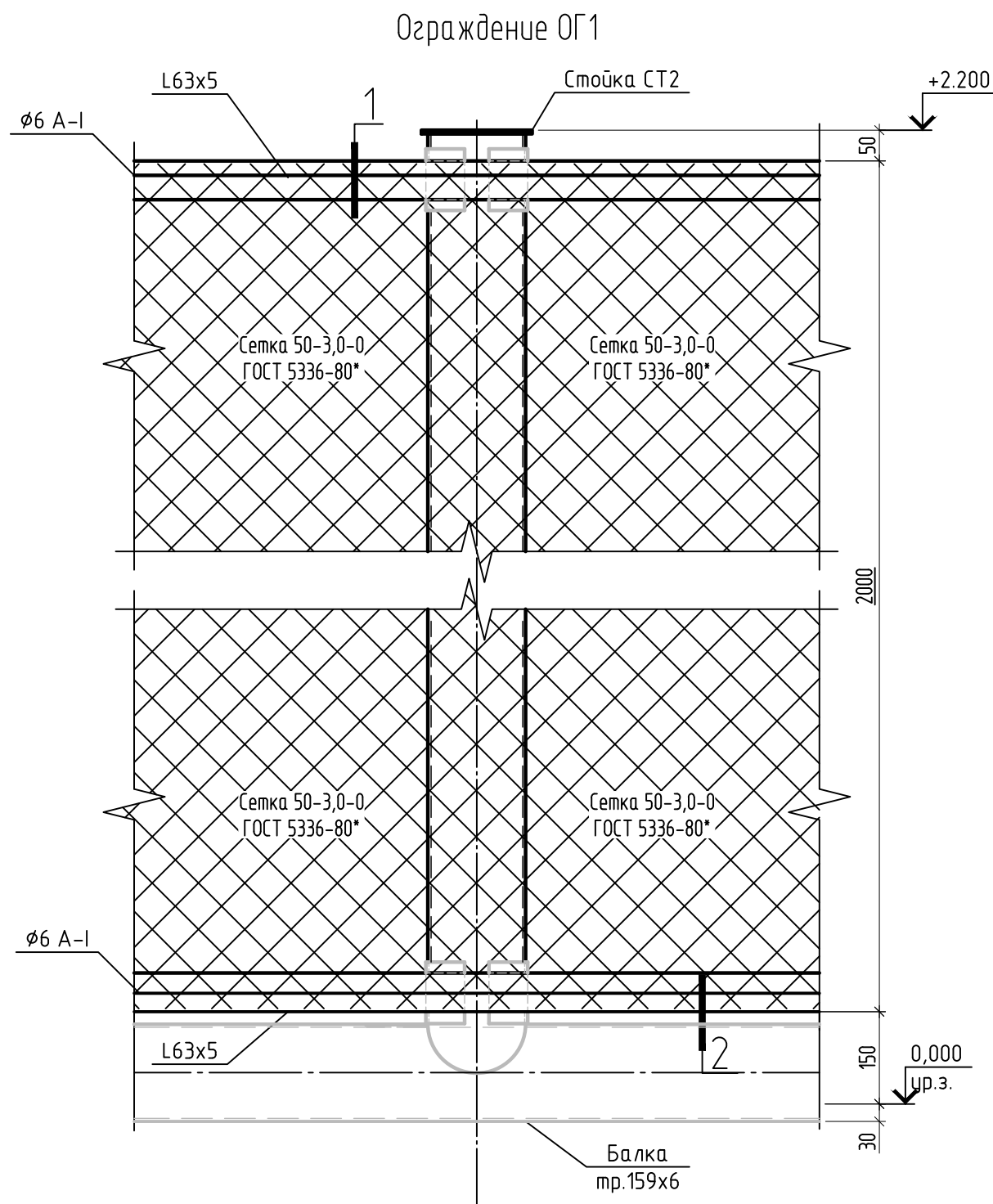
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Ограждение ОГП1 (1 п.м.)		16,92	
1		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	5,21	L=1380
2		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	L=1000
3		Лист 4x50 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	1,60	L=1000
4		Лист 4x150 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	4,71	L=1000

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

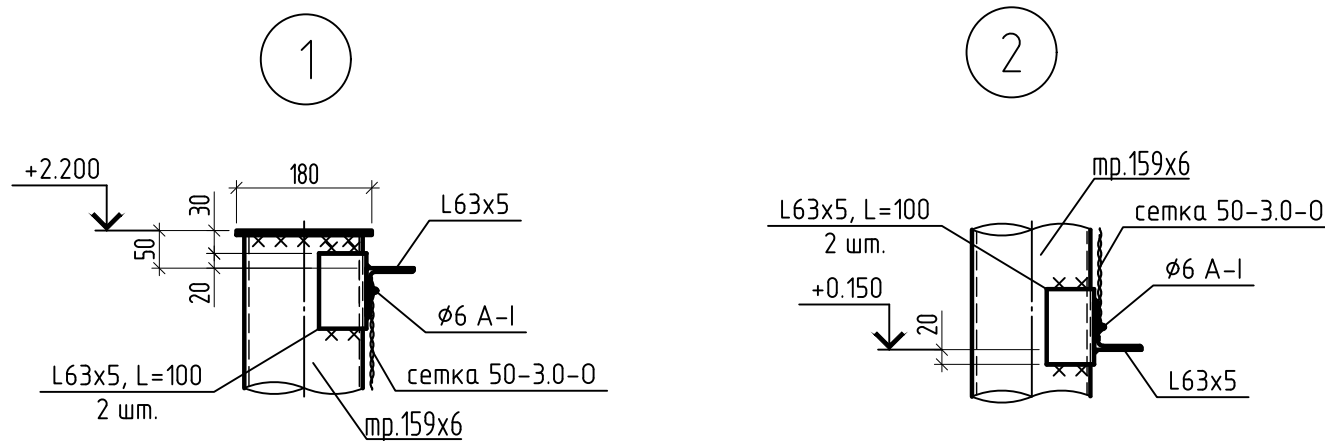
						60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г12			
						Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Нефтеcборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кориков			04.10.23		П	12	
Проб.		Будаков			04.10.23				
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23	Ограждение ОГП1	ООО "ПроектИнжинирингНефть"		

Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Ограждение ОГ1 (1 м.п.)		17,62	
		Узелок 63x63x5 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2,0	4,81	м.п
		6-A-I(A240) ГОСТ 5781-82*	2,0	0,22	м.п
		Сетка 50-3,0-0 ГОСТ 5336-80*	2,0	2,42	м ²
			0,0	0,00	



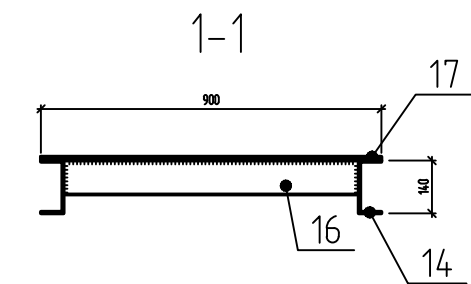
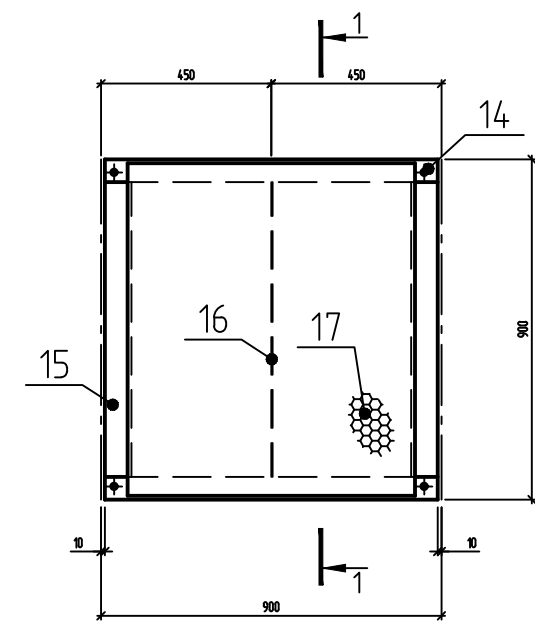
Расход L63x5, l=100 указан на листах с узлами.



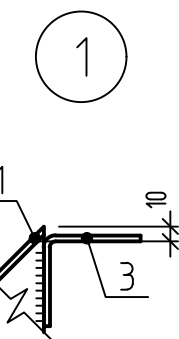
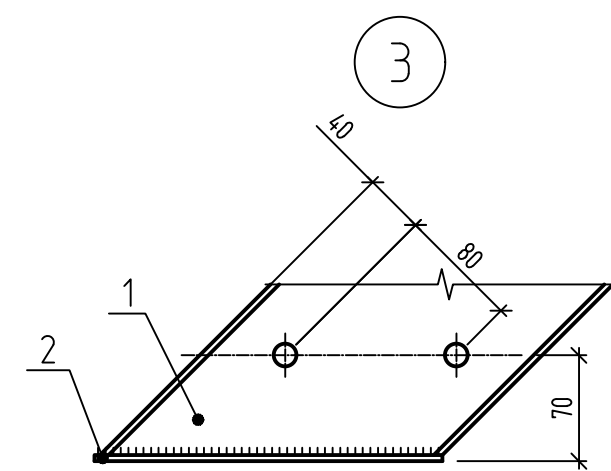
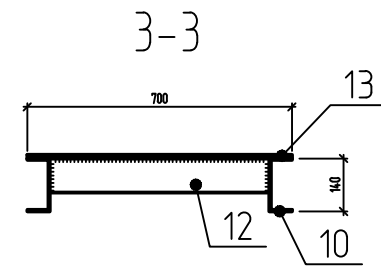
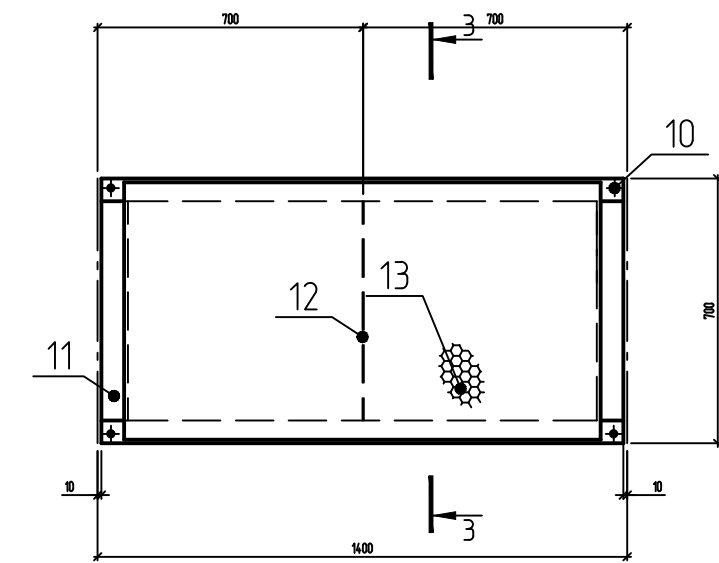
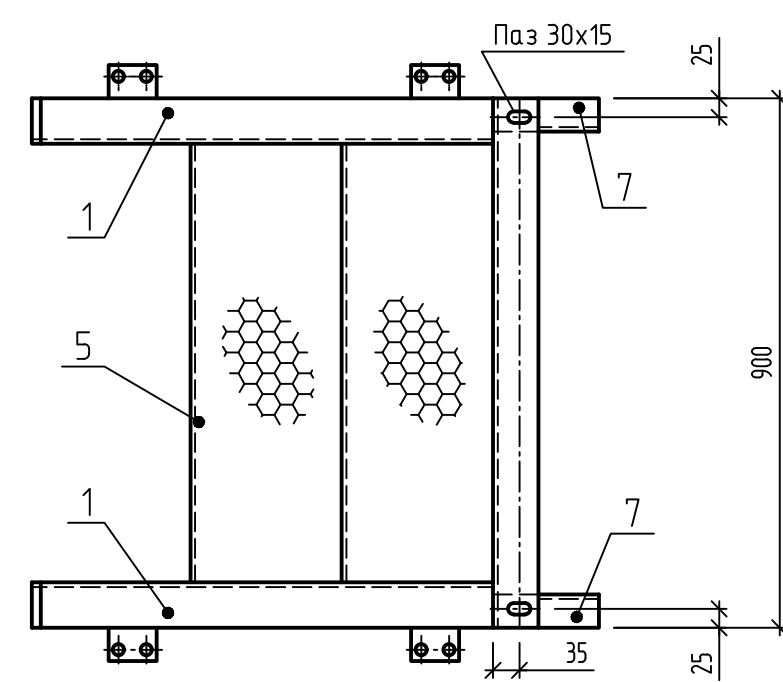
Инв. № подл. Подп. и дата. Взам. инв. №

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г13					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Кориков			04.10.23
Проб.		Будаков			04.10.23
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23
				Нефтедоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»	Стадия
				Ограждение ОГ1	Лист
				000 "ПроектИнжинирингНефть"	Листов
				П	13

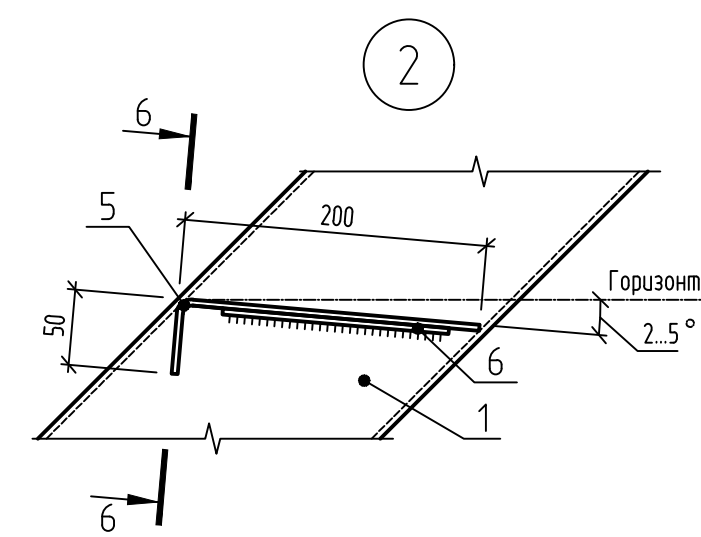
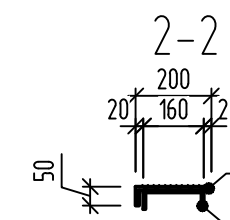
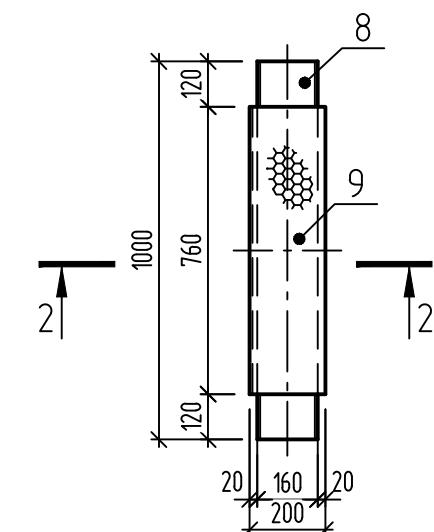
Площадка П-0,9/0,9



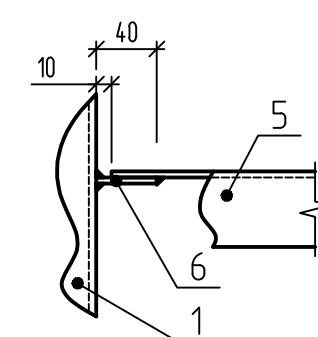
Вид А



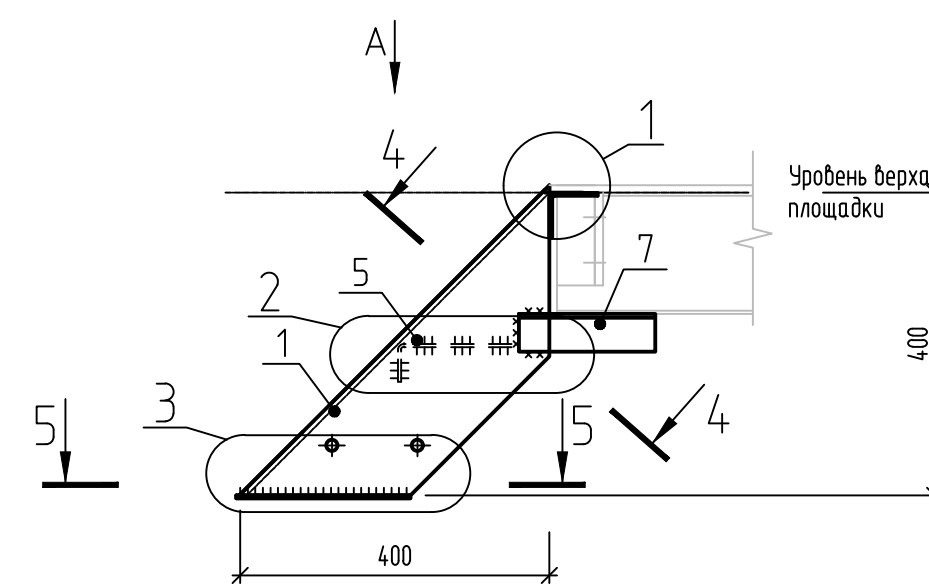
Траверса Т-1



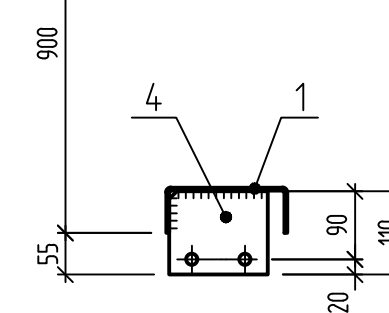
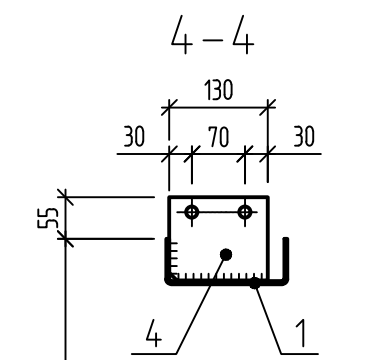
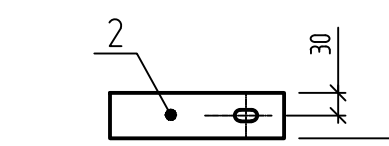
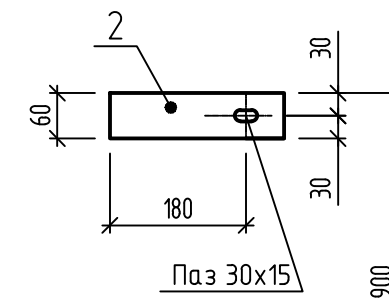
6-6



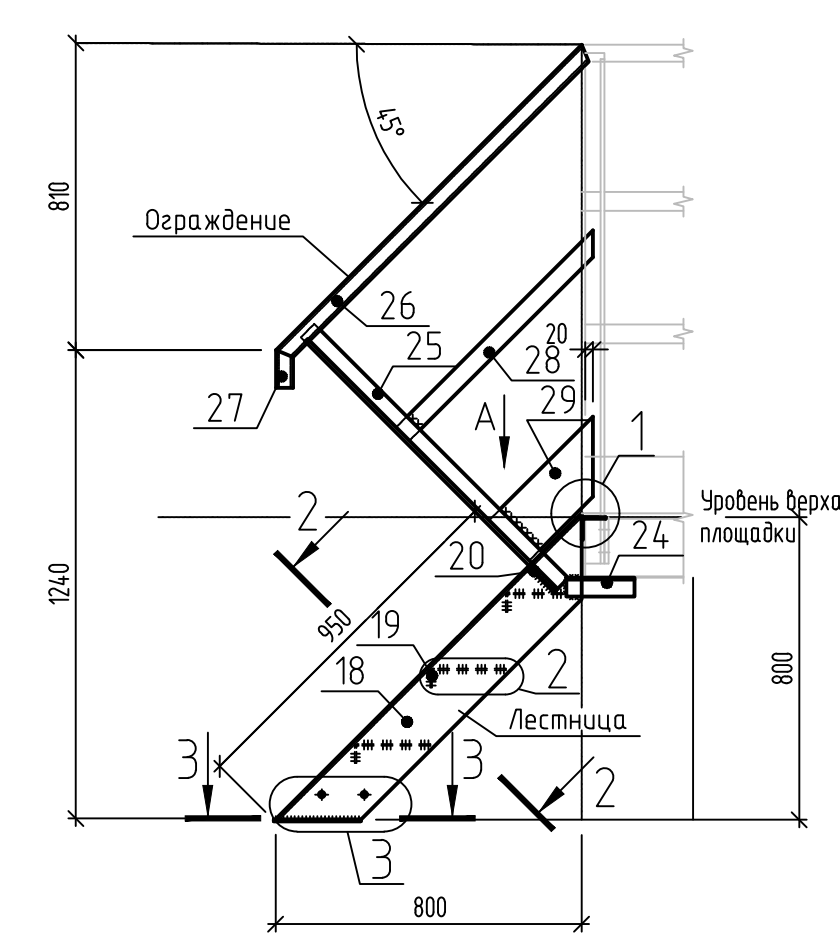
Л-0,4



5-5



Л-0Л-0,8



Спецификация элементов площадок

Марка изделия	Поз.дет.	Наименование	Кол.	Масса 1 дет.	Длина	Масса изделия	Примечание
Л-0Л-0,8	18	Г 160x60x4	2	9,37	L=1140	45,52	
	19	- 230x60x4	2	0,43			
	20	L 60x60x4	1	3,18	L=900		
	21	- 130x110x6	2	0,67			
	22	ПВ1-406 760x250	3	2,98			
	23	-150x40x4	6	0,19			
	24	L 50x50x3	2	0,45	L=200		
	25	L 50x50x5	1	3,73	L=990		
	26	∅ 45x3	1	3,50	L=1126		
27	∅ 45x3	1	0,31	L=100			
28	- 4x50	1	1,13	L=721			
29	- 4x150	1	1,75	L=371			

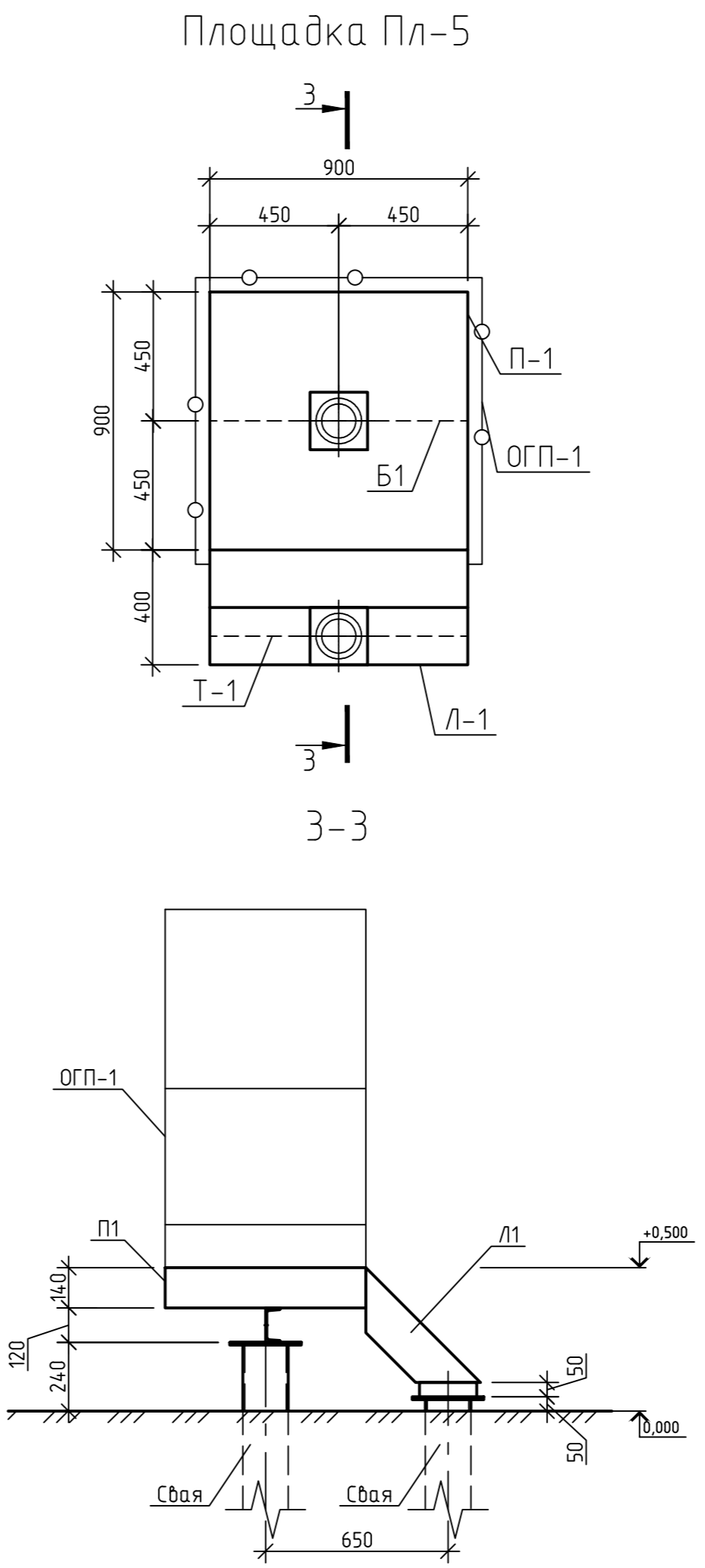
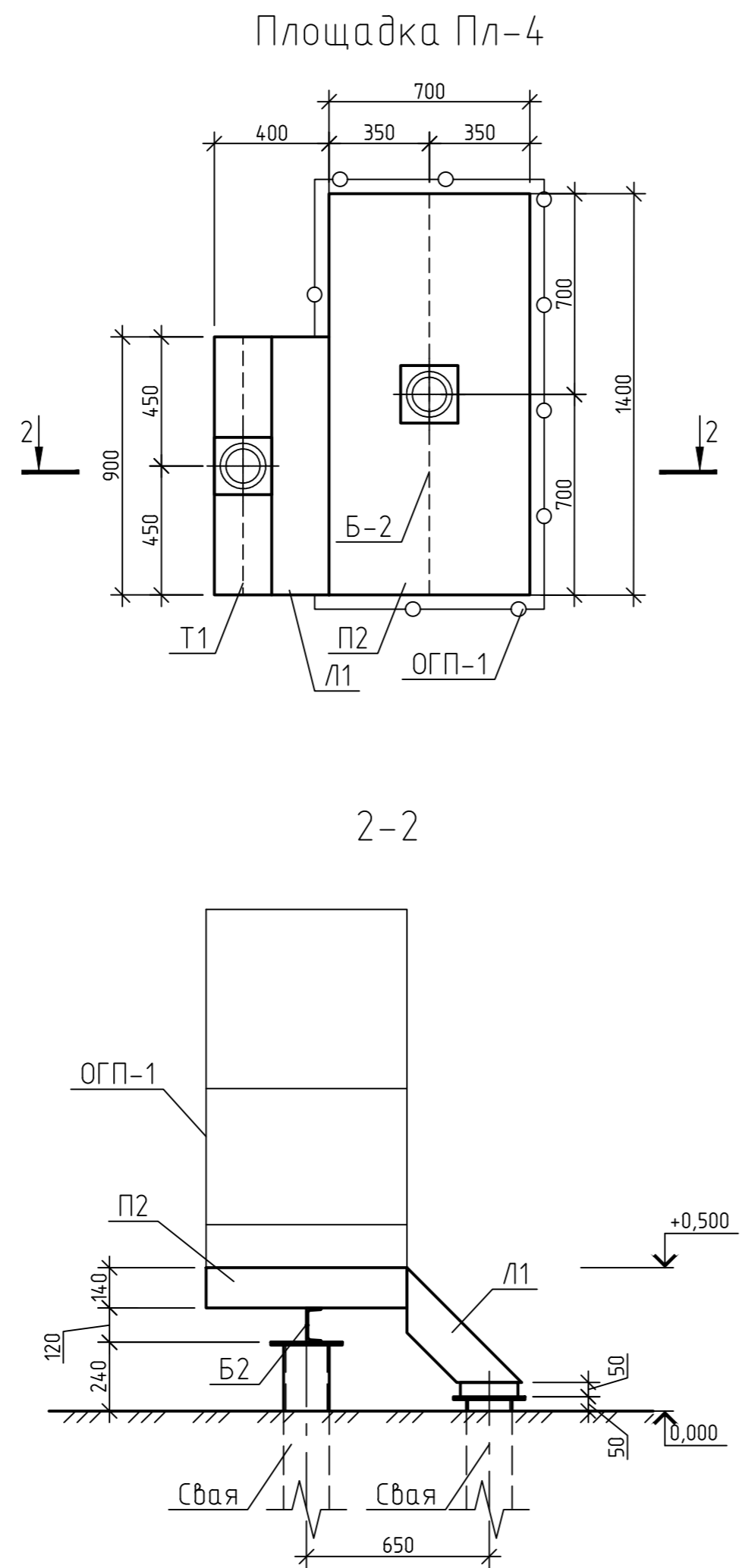
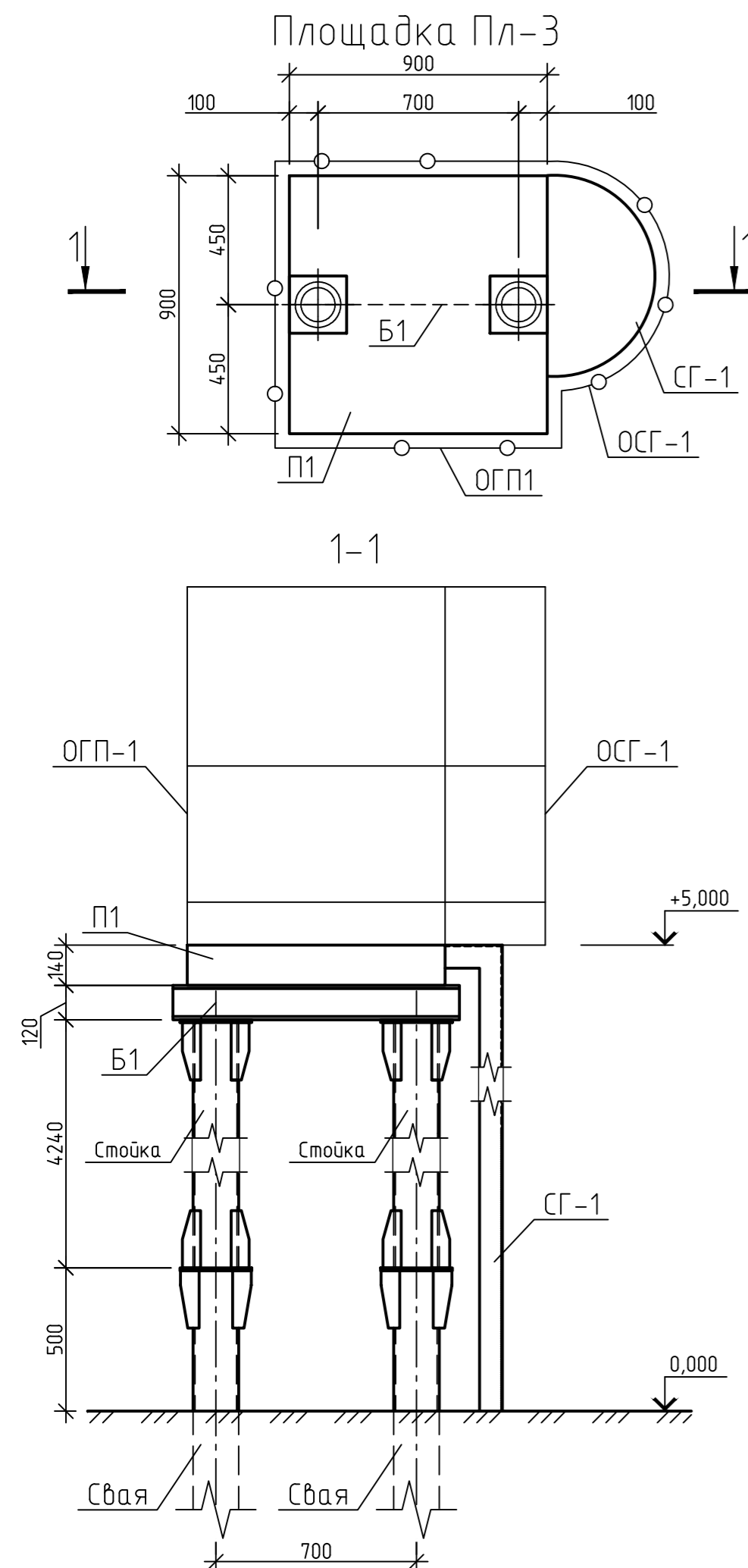
Спецификация элементов площадок

Марка изделия	Поз.дет.	Наименование	Кол.	Масса 1 дет.	Длина	Масса изделия	Примечание
Л-0,4	1	Г 160x60x4	2	4,72	L=574	17,73	
	2	- 230x60x4	2	0,43			
	3	L 60x60x4	1	3,18	L=900		
	4	- 130x110x6	-	-			
	5	ПВ1-406 760x250	1	2,98			
Т-1	8	Гн Г 160x50x4	1	7,7	L=1000	10,68	
	9	ПВ1-406 760x250	1	2,98			
П-0,7/1,2	10	Гн Г 160x50x4	2	24,49	L=3180	96,07	
	11	Гн Л 70x70x4	2	2,50	L=600		
	12	- 600x90x4	5	1,70			
П-0,9/0,9	13	ПВ1-406-700	1	33,63	L=3060	36,14	
	14	Гн Г 140x60x5	2	8,35	L=880		
	15	Гн Л 70x70x4	2	3,24	L=780		
	16	- 780x90x4	1	2,2			
	17	ПВ1-406-900	1	10,74	L=760		

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г14

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина

Изм.	Кол.ч	Лист	Н док	Подпись	Дата	Нефтебурный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»	Стация	Лист	Листов
Разраб.		Кориков			04.10.23				
Проб.		Будаков			04.10.23				
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23	Площадки. Лестницы. Траверсы			



Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
Пл-3		Площадка Пл-3	0,0	207,71	
П1	Лист 14	Площадка П-0,9/0,9	1	36,14	
Б1		Швеллер $\frac{124 \text{ ГОСТ } 8240-97}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	10,40	L=1000
СГ-1	серия 1.450.3-7.94.2	Стремянка СГ-52	1	94,00	см.п.2
ОСГ-1		Ограждение стремянки ОСГ-18	1	18,10	см.п.2
ОГП-1	Лист 12	Ограждение площадки ОГП-1	2,9	16,92	м.п.
Пл-4		Площадка Пл-4	0	147,99	
П2	Лист 14	Площадка П-0,7/1,4	1	48,14	
Л1		Лестница Л-0,4	1	17,73	
Т-1		Траверса Т-1	1	10,68	
ОГП-1	Лист 12	Ограждение площадки ОГП-1	3,3	16,92	м.п.
Б1		Швеллер $\frac{124 \text{ ГОСТ } 8240-97}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	15,60	L=1500
Пл-5		Площадка Пл-5	0	132,63	
П2	Лист 14	Площадка П-0,7/1,4	1	48,14	
Л1		Лестница Л-0,4	1	17,73	
Т-1		Траверса Т-1	1	10,68	
ОГП-1	Лист 12	Ограждение площадки ОГП-1	2,7	16,92	м.п.
Б1		Швеллер $\frac{124 \text{ ГОСТ } 8240-97}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	10,40	L=1000

- За 0,000 принимаем уровень планировочной отметки земли.
- Стремянку и ограждение стремянки обрезать по месту.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г15					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Кориков				04.10.23
Проб.	Будаков				04.10.23
Н.контр.	Мухаметова				04.10.23
Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»				Стадия	Лист
Площадки. Разрезы				П	15
ООО "ПроектИнжинирингНефть"				Листов	

Защитное ограждение (ПК 22+50)

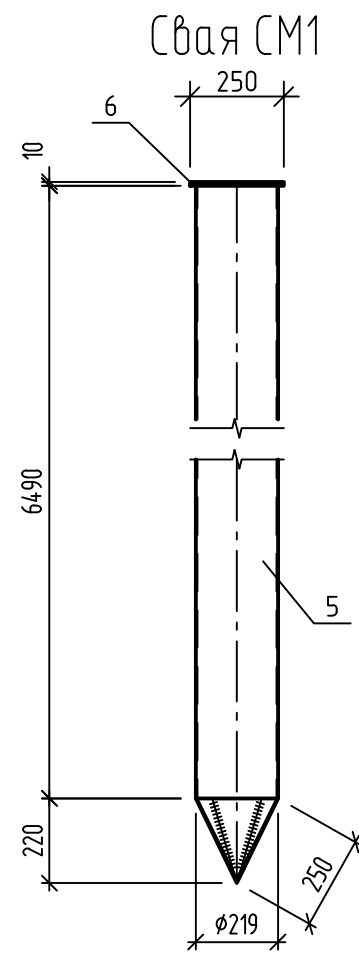
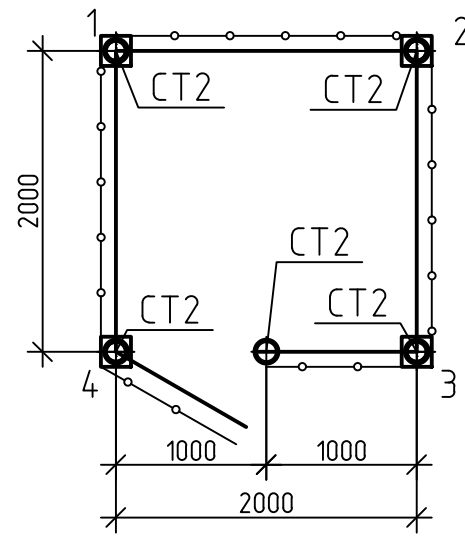


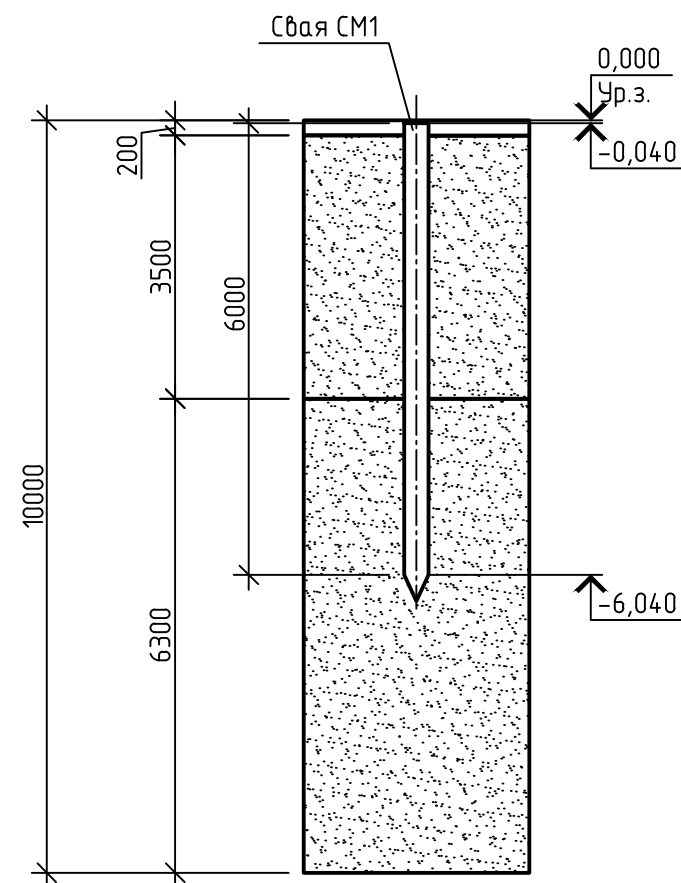
Таблица отметок сваи

№ сваи на схеме	Абсолютная отметка сваи	Марка сваи
1...4	-0,040	СМ1

Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
СМ1		Свая СМ1	1	251,59	
Б1		Труба $\frac{159 \times 6 \text{ ГОСТ } 10704-91}{09Г2С-8 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	8,6	22,64	п.м.
а		Швеллер $\frac{16Ч \text{ ГОСТ } 8240-97}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	5	3,55	L=250
б		Лист $\frac{6 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	4	1,53	180x180
СТ2	Лист 11	Стойка СТ2	5	51,49	
ОГ1	Лист 13	Ограждение ОГ1	7,0	17,62	
К1	серия З.017-З, в.5	Калитка КМС 0,85x1,8	1	32,0	
СМ1		Свая СМ1		251,59	
5		Труба $\frac{219 \times 7 \text{ ГОСТ } 10704-91}{09Г2С-8 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	1	246,68	L=6740
6		Лист $\frac{10 \times 250 \times 250 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	4,91	

Инженерно-геологический разрез (скв. С9н)



Насыпной слой

ИГЭ-3б-1 - Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения

ИГЭ-3б - Песок мелкий средней плотности водонасыщения

- За 0,000 принимаем уровень отметки земли.
- Расчетная вдавливающая нагрузка на сваю СМ1 - 13,0 кН.
- Расчетная несущая способность сваи СМ1 на вдавливающую нагрузку - 157,0 кН.
- Расчетное значение силы морозного пучения с учетом веса сваи и заполнения СМ1 - 27,0 кН.
- Расчетное значение силы, удерживающей сваю СМ1 от пучения - 75,5 кН.

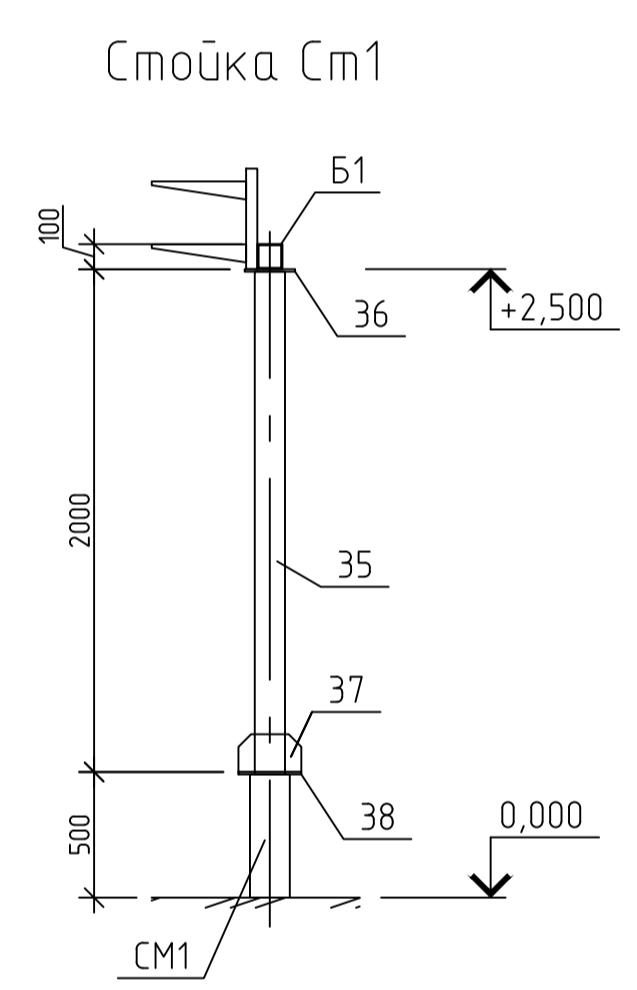
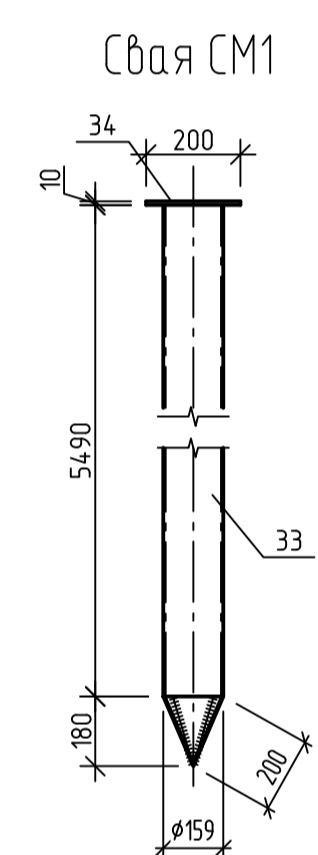
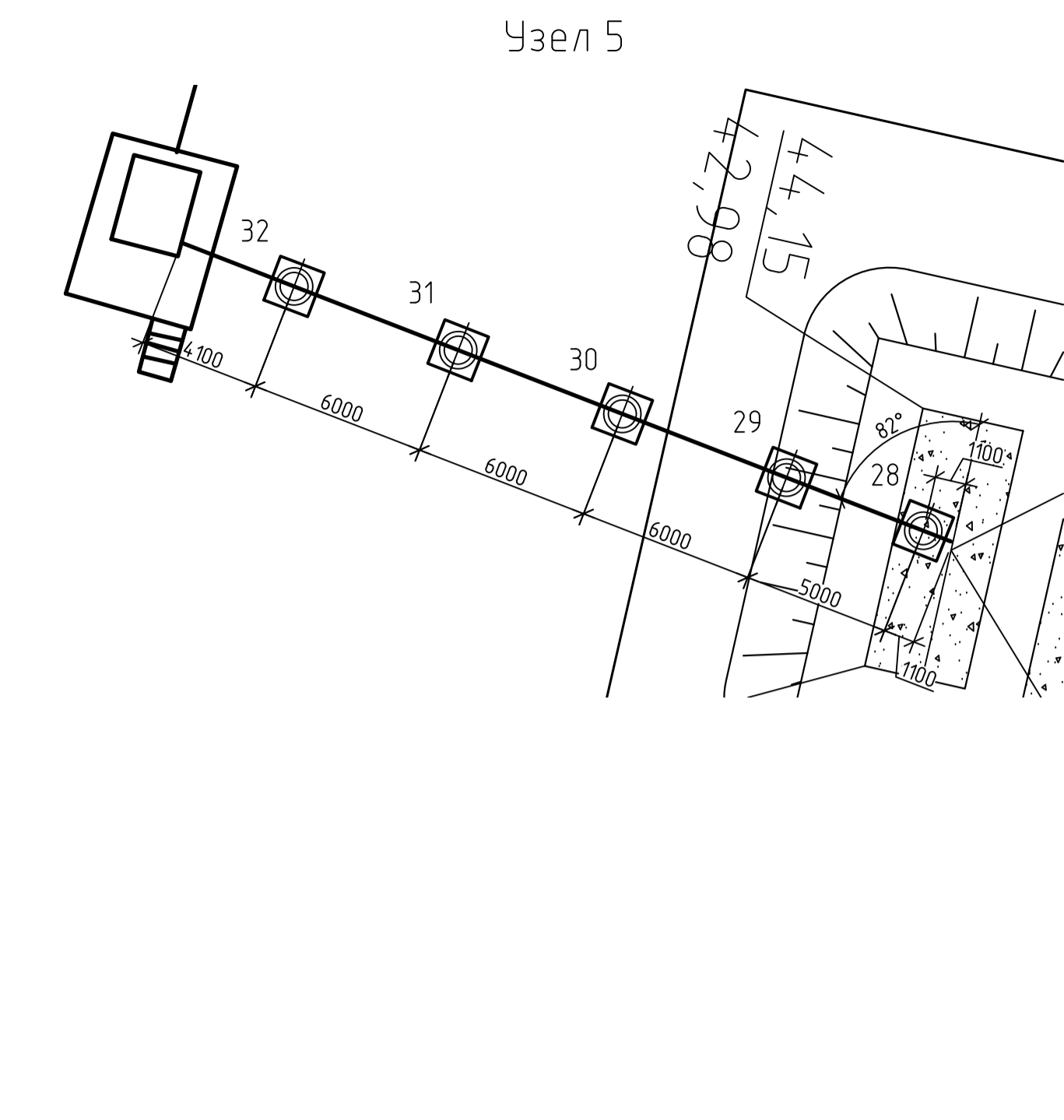
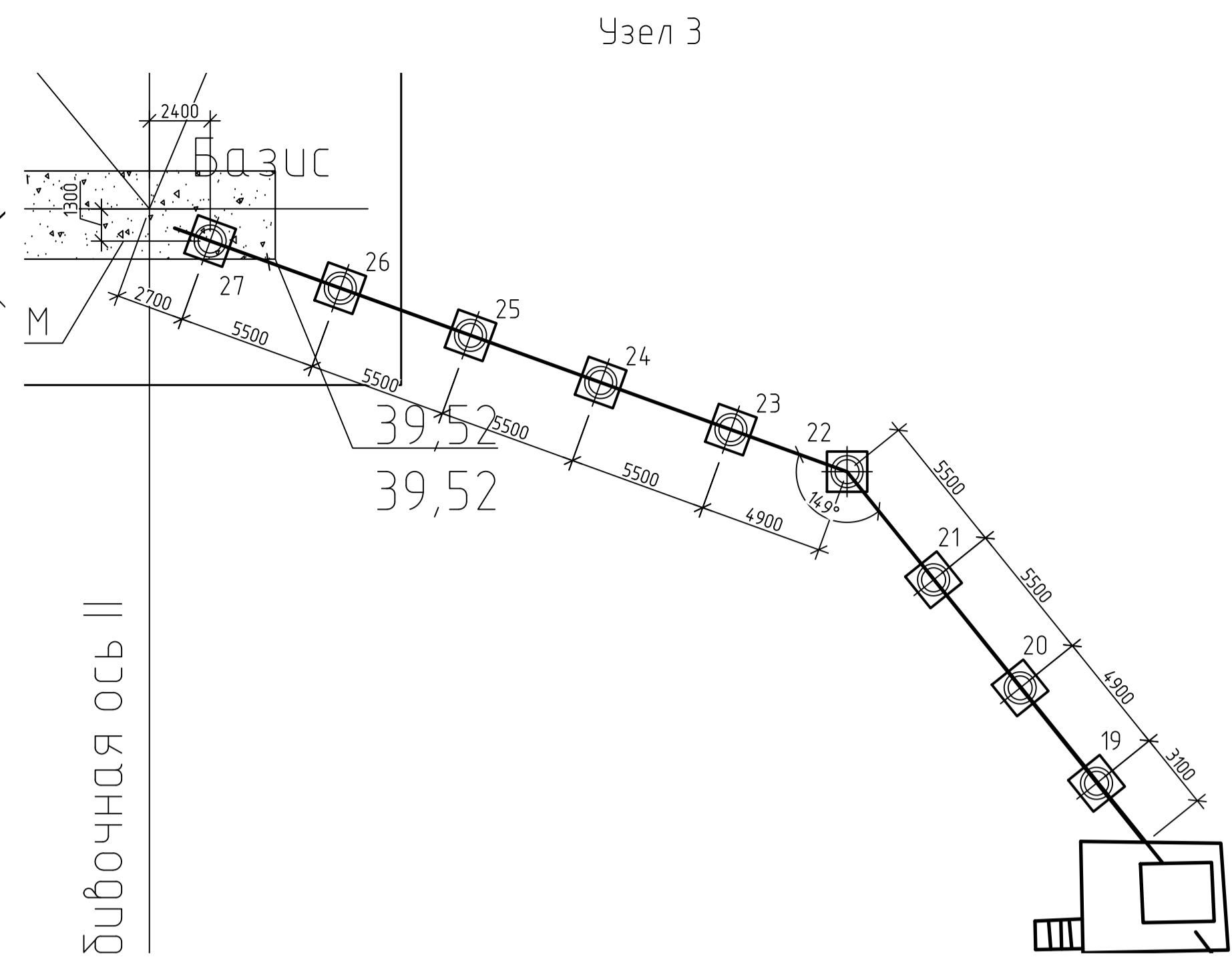
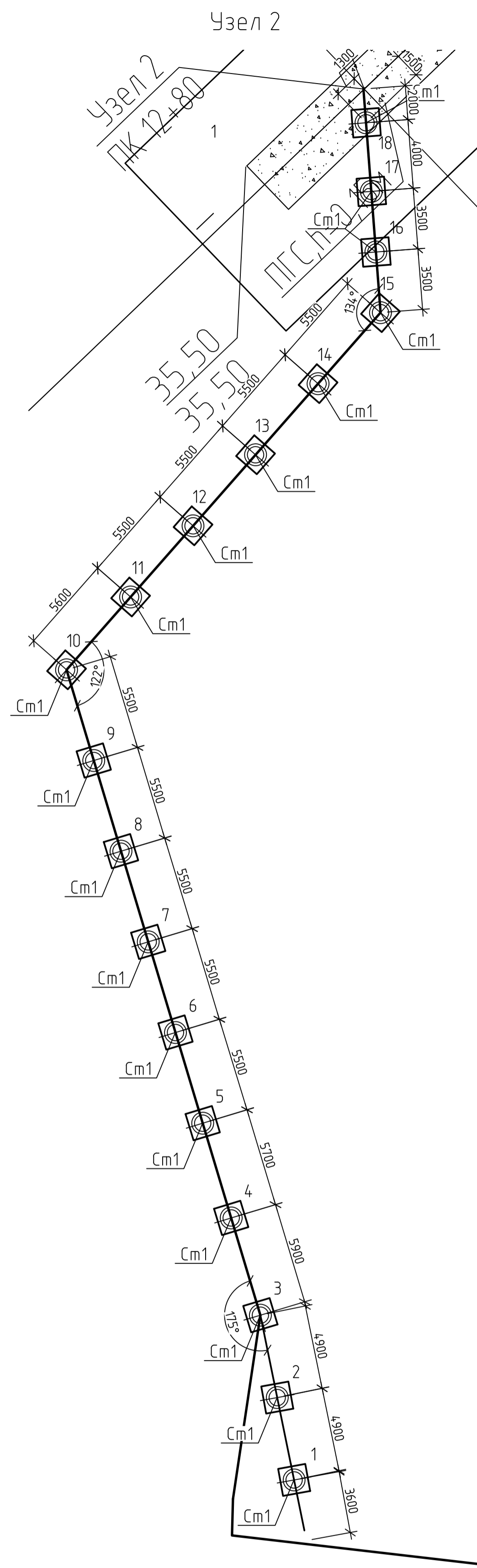
60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г16

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Нефтедоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кориков			04.10.23		Защитное ограждение (ПК 22+50)	П	16
Проб.		Будаков			04.10.23				
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23				

Инв. № подл	Подп. и дата	Взам. инв. №

Схемы расположения элементов



Спецификация элементов металлических конструкций

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг.	Примечание
1.32		Свая СМ1	32	131,96	
См1		Стойка См1	32	48,85	
Б1		Профиль 100х5 ГОСТ 30245-2003 С355-S ГОСТ 27772-2021	169,9	14,41	п.м.
		Свая СМ1		131,96	
33		Труба 159х6 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	128,82	L=5690
34		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-S ГОСТ 27772-2021	1	3,14	L=200x200
		Стойка См1			
35		Профиль 120х5 ГОСТ 30245-2003 С355-S ГОСТ 27772-2021	1	34,92	L=1990
36		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-S ГОСТ 27772-2021	1	3,14	200x200
37		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-S ГОСТ 27772-2021	2	2,94	250x150
38		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-S ГОСТ 27772-2021	1	4,91	250x250

1. За относительные отметки 0,000 принят планировочный уровень земли.
2. Инженерно-геологические разрезы см. л.3.
3. Расчетная вдавливающая нагрузка на сваю СМ1 - 5,5 кН.
4. Расчетная несущая способность сваи СМ1 на вдавливающую нагрузку - 157,0 кН.
5. Расчетное значение силы морозного пучения с учетом беса сваи и заполнения СМ1 - 30,4 кН.
6. Расчетное значение силы, удерживающей сваю СМ1 от пучения - 75,5 кН.

Имя, № подл. Подпись и Власть сф. №

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата			
Разраб.	Кориков				04.10.23			
Проб.	Буцаков				04.10.23			
И.контр.	Мухометова				04.10.23			

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г17						
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до м.вр. к.2 н.м. им.А.Алабужина						
Кабельная эстакада				Стация	Лист	Листов
				п	17	
Узлы 2, 3, 5. Схемы расположения элементов						
000 "ПроектиИнжинирингНефть"						

ВЕДОМОСТЬ ОПОР ВЛ-6 кВ. Узлы №2, 3, 5

Наименование	Шифр опоры	Высота опоры, м	Номера опор			Итого шт.
			Узел №2	Узел №3	Узел №5	
Анкерная опора	Ас10-1	8,5			7-2	1
Анкерная опора с разъединителем	Ас10-1 (УРА-1)	8,5			7-1, 7-3	2
Угловая анкерная опора с разъединителем	УАс10-1 (УРА-1)	8,5	66-1	51-1		2
Всего						5

Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		<u>Опоры</u>			
Ас10-1	лист 19	Опора Ас10-1	1	1458,45	
Ас10-1 (УРА-1)	лист 20	Опора Ас10-1 (УРА-1)	1	1495,18	
УАс10-1 (УРА-1)	лист 21	Опора УАс10-1 (УРА-1)	4	2449,44	

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

						60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г18			
						Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ВЛ 6 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Мухаметова			04.10.23		П	18	
Проб.		Миронович			04.10.23				
Н.контр.		Миронович			04.10.23	Ведомость опор	ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

Схема закрепления опоры Ас10-1

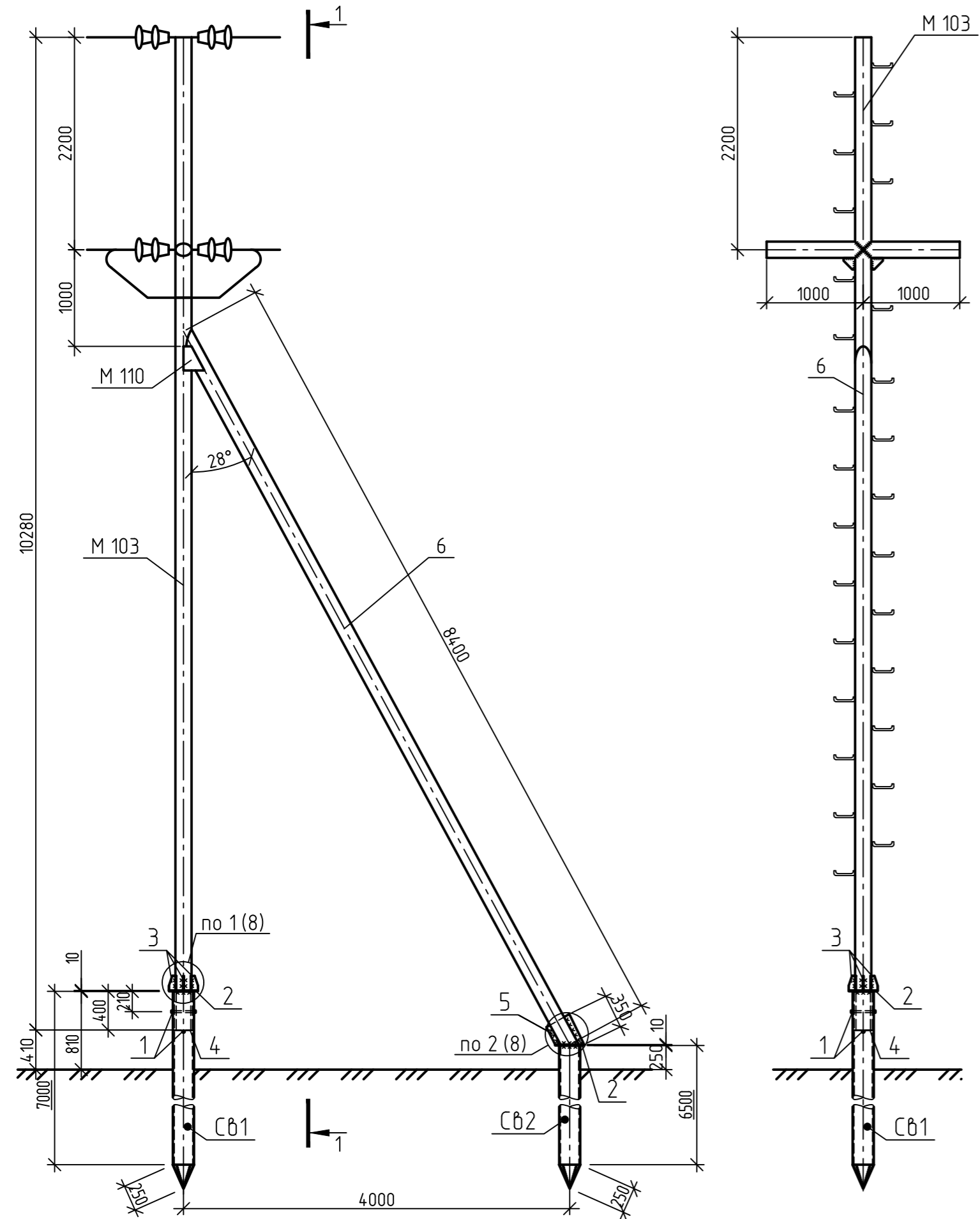
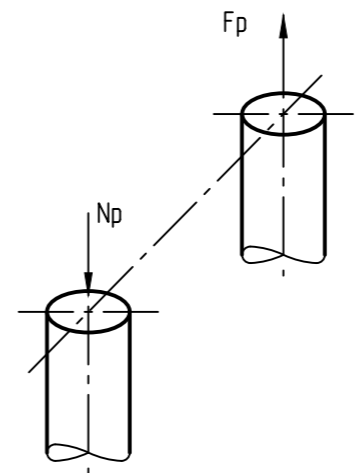


Таблица нагрузок

Марка, поз.	Расчетные нагрузки в уровне верха сваи			
	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Fr, кН	Np, кН	Fr, кН	Np, кН
Ас10-1	45,0	50,0	-27,0	-31,0



Спецификация элементов

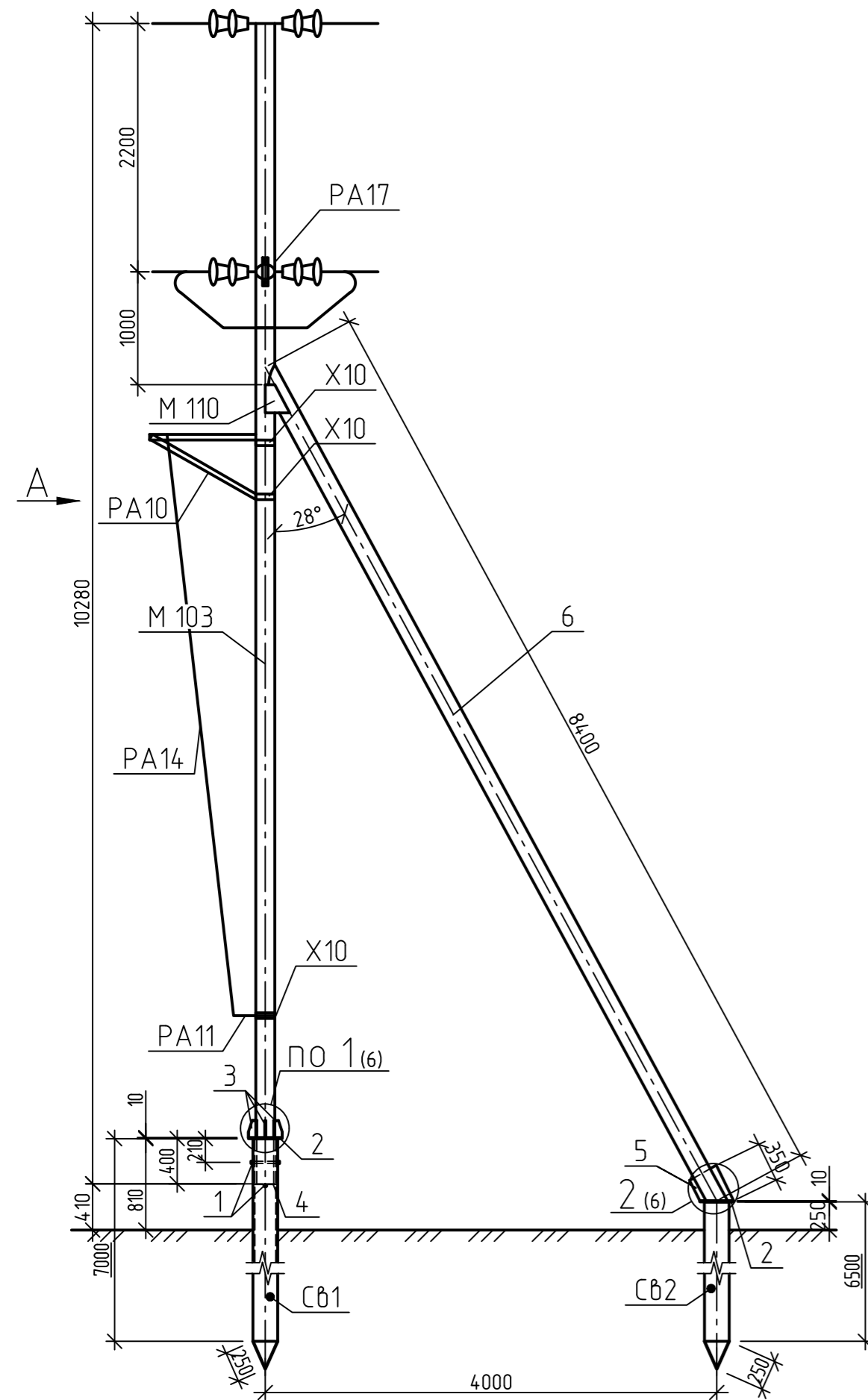
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Опора Ас10-1					
M103	Лист 22	Металлическая стойка М103	1	382,54	
M110		Лист 8 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	3,41	250x217
СВ1		Свая СВ1	1	265,35	
СВ2		Свая СВ2	1	247,05	
1		Круге $\phi 20$ ГОСТ 2590-2006 С355-5 ГОСТ 19281-2014	2	0,89	L=360
2		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	7,07	300x300
3		Лист 6 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	0,53	75x150
4		Лист 6 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	1,88	200x200
5		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	8,24	300x350
6		Труба $168 \times 7,3$ ГОСТ 632-80 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	24,3,60	L=8400
		Свая СВ1		265,35	
		Труба 219×7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	265,35	L=7250
		Свая СВ2		247,05	
		Труба 219×7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	247,05	L=6750

1. Указания по сварке и антикоррозионной защите см. текстовую часть тома.
2. За относительную отметку 0,000 принят уровень земли.
3. Ведомость опор см. лист 18.

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г19					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Мухометова			04.10.23
Пров.		Миронович			04.10.23
Н.контр.		Миронович			04.10.23
ВЛ 6 кВ					Стадия
Схема закрепления опоры Ас10-1					Лист
000 «ПроектИнжинирингНефть»					Листов
П					19

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

Схема закрепления опоры Ас10-1 (УРА-1)



Вид А

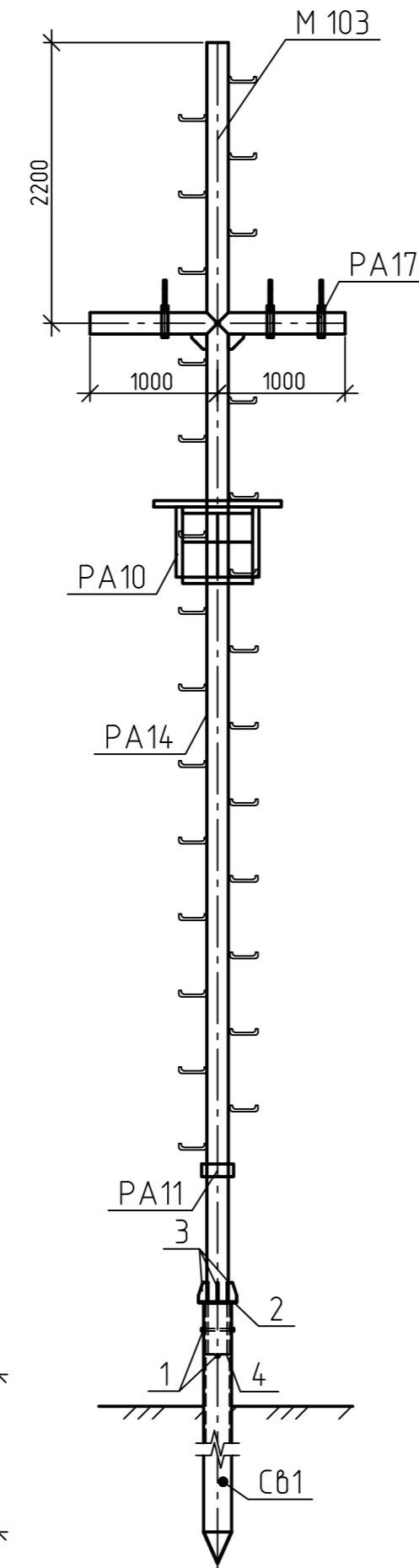
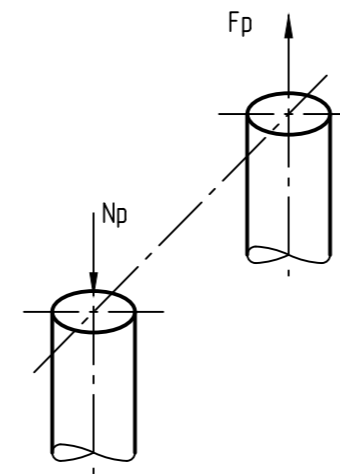


Таблица нагрузок

Марка, поз.	Расчетные нагрузки в уровне верха сваи			
	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Fr, кН	Np, кН	Fr, кН	Np, кН
Ас10-1	45,0	50,0	-27,0	-31,0



Спецификация элементов

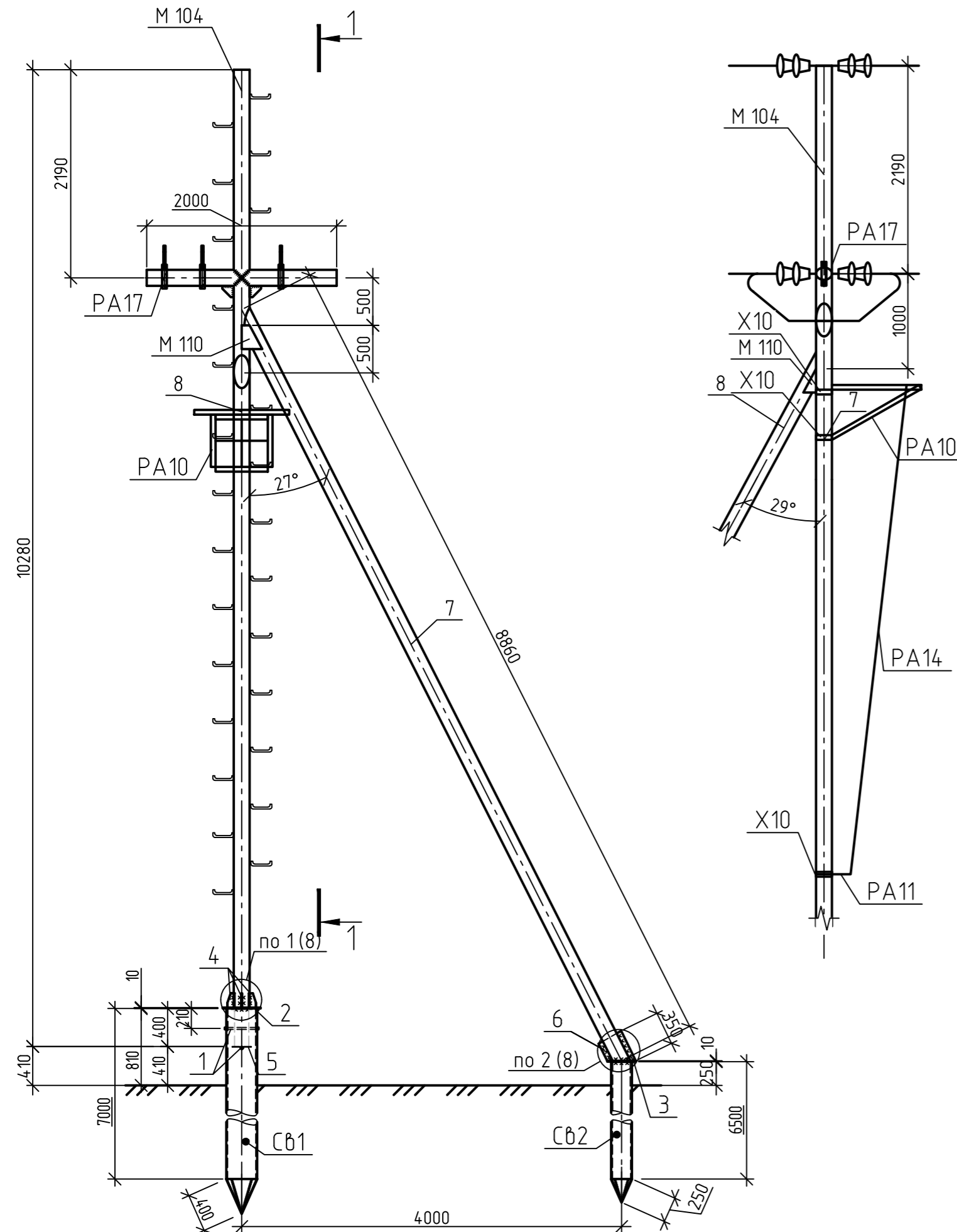
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора Ас10-1 (УРА-1)		1202,38	
M103	Лист 22	Металлическая стойка M103	1	382,54	
M110		Лист 8 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	3,41	250x217
PA 10	Лист 24	Кронштейн PA 10	1	16,10	
PA 11	Лист 25	Кронштейн PA 11	1	2,60	
PA 14	Лист 26	Вал привода PA 14	2	0,90	
PA 17	Лист 27	Кронштейн PA 17	2	2,00	
X 10	Лист 28	Хомут X10	5	0,70	
Св1		Свая Св1	1	265,35	
Св2		Свая Св2	1	247,05	
1		Круг $\varnothing 20$ ГОСТ 2590-2006 С355-5 ГОСТ 19281-2014	2	0,89	L=360
2		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	2	7,07	300x300
3		Лист 6 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	4	0,53	75x150
4		Лист 6 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	1,88	200x200
5		Лист 10 ГОСТ 19903-2015 С355-5 ГОСТ 27772-2021	1	8,24	300x350
6		Труба 168x7,3 ГОСТ 632-80 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	244,47	L=8430
		Свая Св1		265,35	
		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	265,35	L=7250
		Свая Св2		247,05	
		Труба 219x7 ГОСТ 10704-91 09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014	1	247,05	L=6750
				0,00	

1. Указания по сварке и антикоррозионной защите см. текстовую часть тома.
2. За относительную отметку 0,000 принят уровень земли.
3. Ведомость опор см. лист 18.

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г20					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Мухометова			04.10.23
Пров.		Миронович			04.10.23
Н.контр.		Миронович			04.10.23
ВЛ 6 кВ					Стадия
Схема закрепления опоры Ас10-1 (УРА-1)					Лист
ООО «ПроектИнжинирингНефть»					Листов
Формат А4x3					П
Формат А4x3					20

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

Схема закрепления опоры УАс10-1 (УРА-1)



Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
<u>Опора УАс10-1</u>					
M104	Лист 23	Металлическая стойка M104	1	382,01	
M110		Лист <u>8 ГОСТ 19903-2015</u> <u>С355-5 ГОСТ 27772-2021</u>	4	3,41	250x217
PA 10	Лист 24	Кронштейн PA 10	1	16,10	
PA 11	Лист 25	Кронштейн PA 11	1	2,60	
PA 14	Лист 26	Вал привода PA 14	2	0,90	
PA 17	Лист 27	Кронштейн PA 17	2	2,00	
X 10	Лист 28	Хомут X10	5	0,70	
СВ1		Свая СВ1	1	462,80	
СВ2		Свая СВ2	2	247,05	
1		Круг <u>∅20 ГОСТ 2590-2006</u> <u>С355-5 ГОСТ 19281-2014</u>	2	0,89	L=360
2		Лист <u>10 ГОСТ 19903-2015</u> <u>С355-5 ГОСТ 27772-2021</u>	1	10,17	360x360
3		Лист <u>10 ГОСТ 19903-2015</u> <u>С355-5 ГОСТ 27772-2021</u>	2	7,07	300x300
4		Лист <u>6 ГОСТ 19903-2015</u> <u>С355-5 ГОСТ 27772-2021</u>	4	0,53	75x150
5		Лист <u>6 ГОСТ 19903-2015</u> <u>С355-5 ГОСТ 27772-2021</u>	1	1,88	200x200
6		Лист <u>10 ГОСТ 19903-2015</u> <u>С355-5 ГОСТ 27772-2021</u>	2	8,24	300x350
7		Труба <u>168x7,3 ГОСТ 632-80</u> <u>09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014</u>	1	256,94	L=8860
8		Труба <u>168x7,3 ГОСТ 632-80</u> <u>09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014</u>	1	243,89	L=8410
		Свая СВ1		462,80	
		Труба <u>325x8 ГОСТ 10704-91</u> <u>09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014</u>	1	462,80	L=7400
		Свая СВ2		247,05	
		Труба <u>219x7 ГОСТ 10704-91</u> <u>09Г2С-8 ГОСТ 19281-2014</u>	1	247,05	L=6750

1. Указания по сварке и антикоррозионной защите см. текстовую часть тома.
2. За относительную отметку 0,000 принят урвень земли.
3. Ведомость опор см. лист 18.

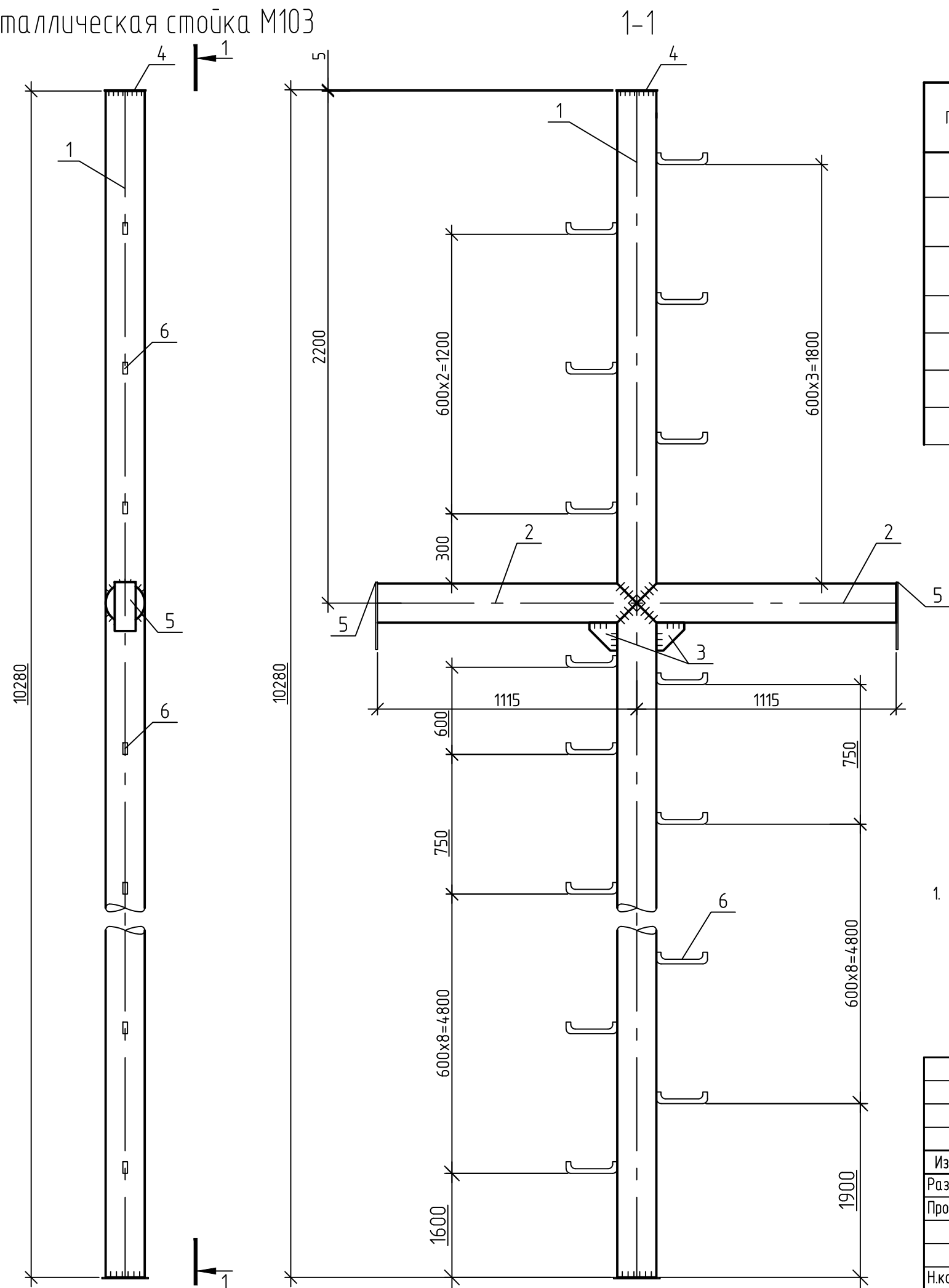
Таблица нагрузок

Марка, поз.	Расчетные нагрузки			
	Нормальный режим		Аварийный режим	
	Fp, кН	Np, кН	Fp, кН	Np, кН
УАс10-1	82,0	75,0	-27,0	-30,0

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г21							
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к 2 н.м. м. А. Алабушина							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата		
Разраб.		Мухаметова			04.10.23		
Пров.		Миронович			04.10.23		
Н.контр.		Миронович			04.10.23		
ВЛ 6 кВ					Стадия	Лист	Листов
Схема закрепления опоры УАс10-1 (УРА-1)					П	21	
ООО «ПроектИнжинирингНефть»							

Инд. № подл. Подпись и дата. Взам. инд. №

Металлическая стойка М103



Спецификация элементов

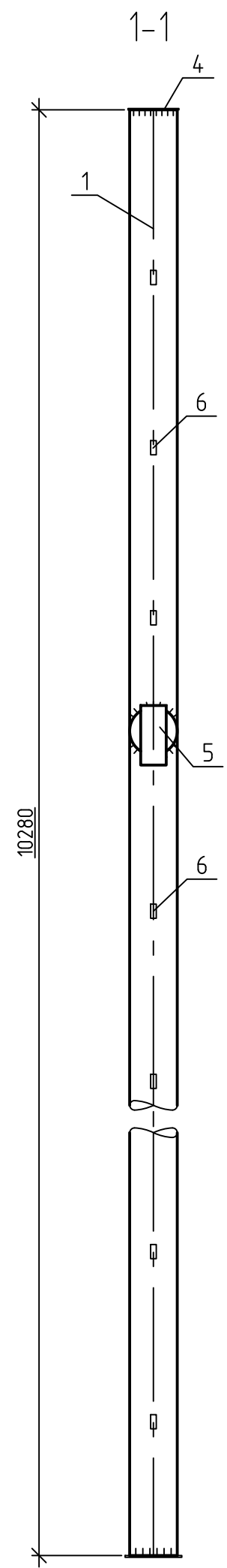
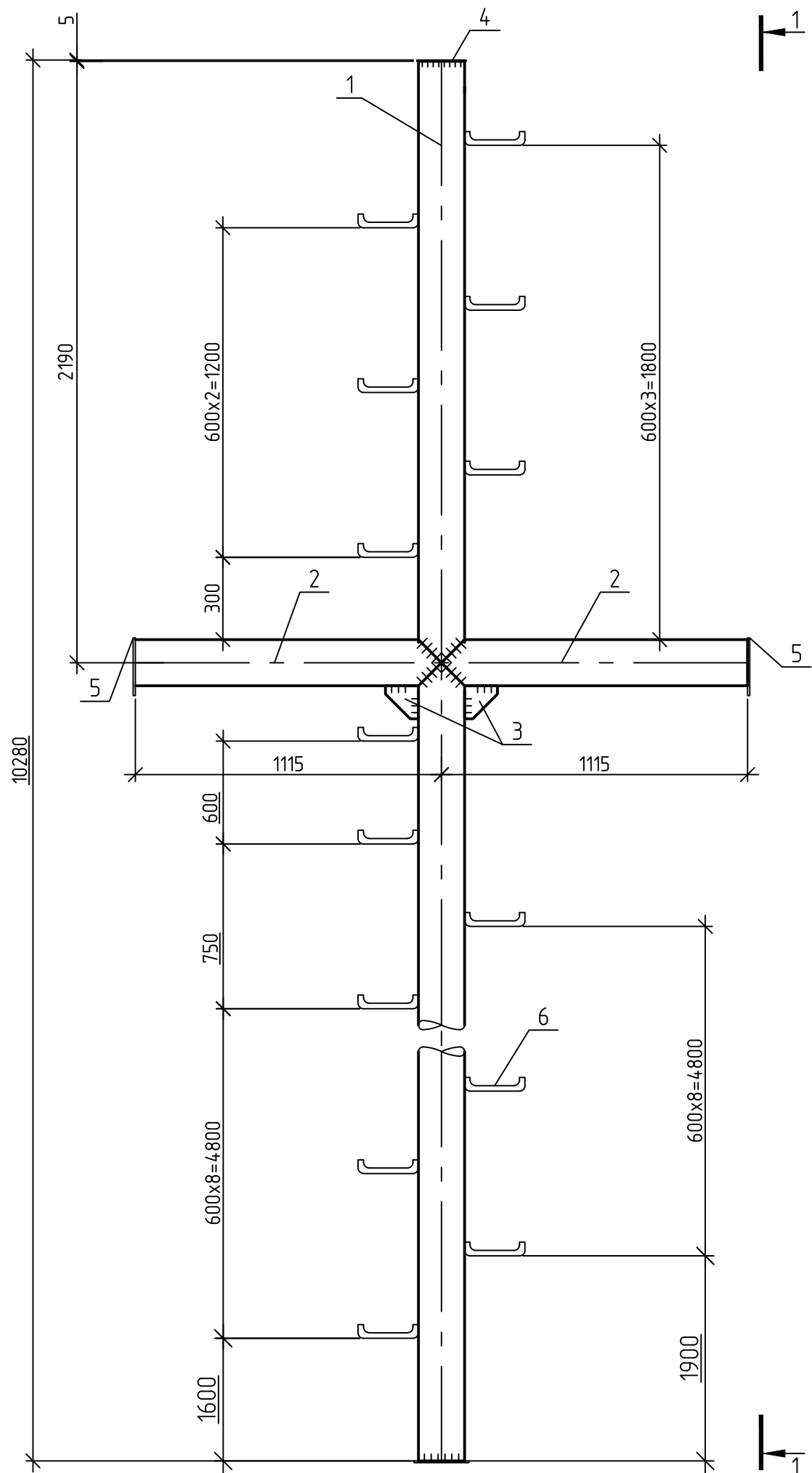
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
				382,54	
1		Труба $\frac{168 \times 7,3 \text{ ГОСТ } 632-80}{09Г2С-8 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	1	298,12	L=10280
2		Труба $\frac{168 \times 7,3 \text{ ГОСТ } 632-80}{09Г2С-8 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	2	32,34	L=1115
3		Лист $\frac{8 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	2	0,90	120x120
4		Лист $\frac{5 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	1,27	180x180
5		Лист $\frac{8 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	2	1,19	210x90
6		Круг $\frac{\phi 18 \text{ ГОСТ } 2590-2006}{С355-5 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	27	0,53	L=265

1. Указания по сварке и антикоррозионной защите см. текстовую часть тома.

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инб. №

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г22					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Кориков			04.10.23
Проб.		Мухаметова			04.10.23
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23
ВЛ 6 кВ				Стадия	Лист
Металлическая стойка М103				П	22
000 «ПроектИнжинирингНефть»					

Металлическая стойка М104



Спецификация элементов

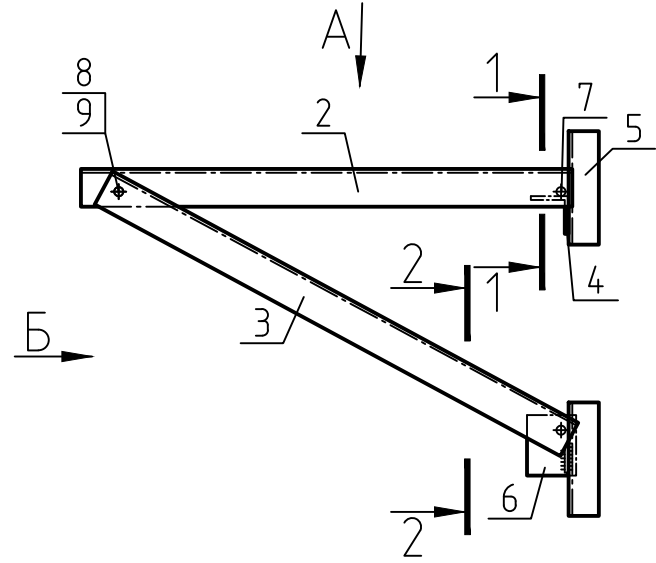
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
				382,01	
1		Труба $\frac{168 \times 7,3 \text{ ГОСТ } 632-80}{09Г2С-8 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	1	298,12	L=10280
2		Труба $\frac{168 \times 7,3 \text{ ГОСТ } 632-80}{09Г2С-8 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	2	32,34	L=1115
3		Лист $\frac{8 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	2	0,90	120x120
4		Лист $\frac{5 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	1,27	180x180
5		Лист $\frac{8 \text{ ГОСТ } 19903-2015}{С355-5 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	2	1,19	210x90
6		Круг $\frac{\phi 18 \text{ ГОСТ } 2590-2006}{С355-5 \text{ ГОСТ } 19281-2014}$	26	0,53	L=265

1. Указания по сварке и антикоррозионной защите см. текстовую часть тома.

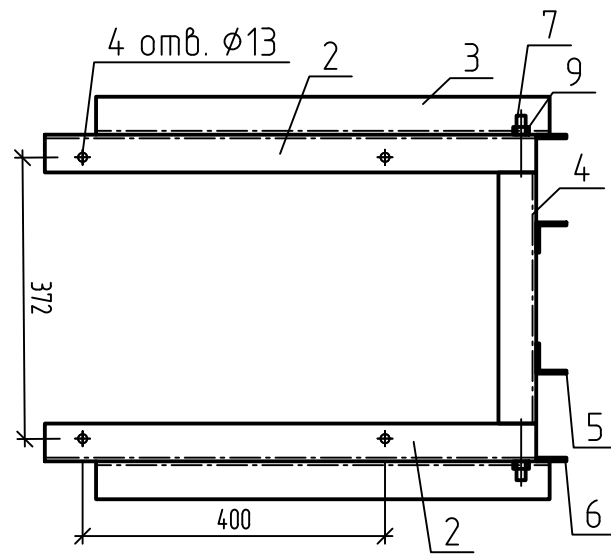
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г23					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Кориков			04.10.23
Проб.		Мухаметова			04.10.23
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23
ВЛ 6 кВ				Стадия	Лист
Металлическая стойка М104				П	23
000 «ПроектИнжинирингНефть»					

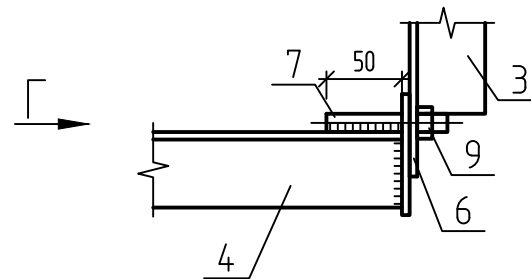
Кронштейн РА10



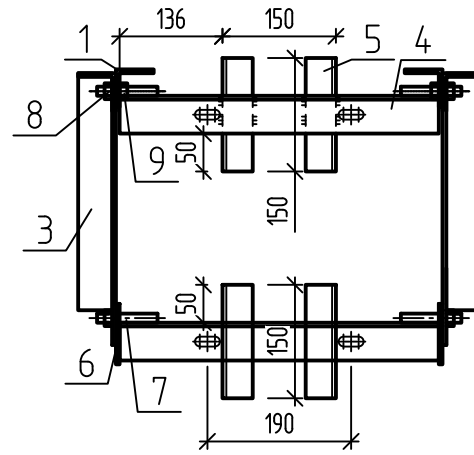
Вид А



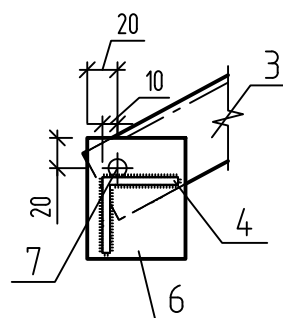
2-2



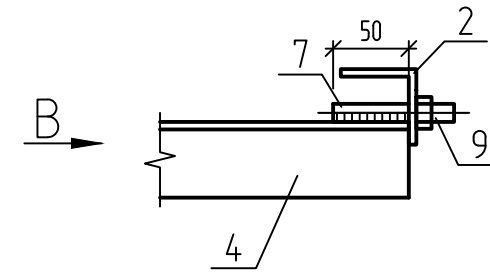
Вид Б



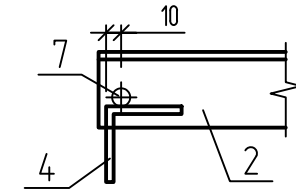
Вид Г



1-1



Вид В



Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
				16,10	
Детали					
1		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	2,40	L=650
2		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	2,40	L=650
3		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	2,60	L=700
4		Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	1,60	L=422
5		Уголок 40x40x4 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	4	0,40	L=150
6		Лист 5 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	0,90	65x80
7		Круг 12 ГОСТ 2590-88 С255-4 ГОСТ 27772-2021	4	0,10	
Стандартные изделия					
8	ГОСТ 7798-70	Болт М12x40	1		
9	ГОСТ 5915-70	Гайка М12	1		

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г24

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. мн. А. Алабушина

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кориков			04.10.23	ВЛ 6 кВ	П	24
Проб.		Мухаметова			04.10.23			
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23	Кронштейн РА10	000 «ПроектИнжинирингНефть»	

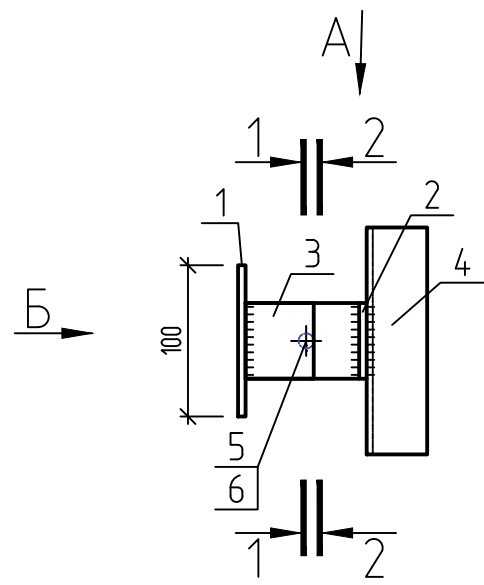
Согласовано

Взам. инв. №

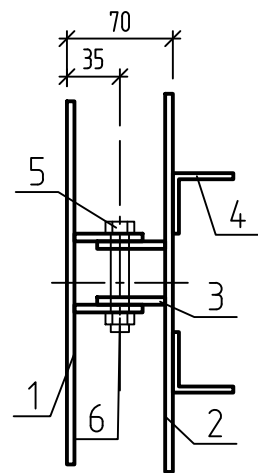
Подп. и дата

Инв. № подл.

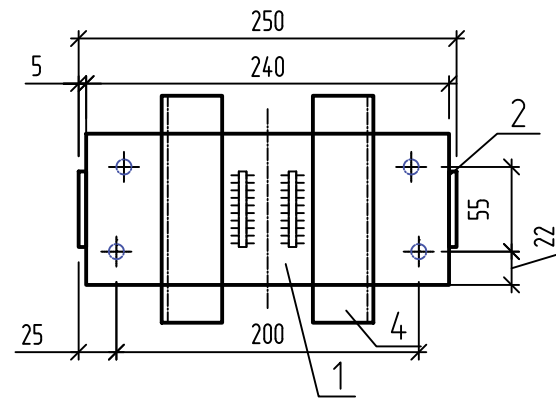
Кронштейн РА11



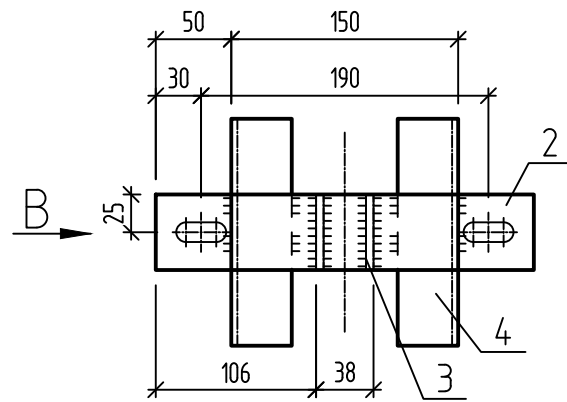
Вид А



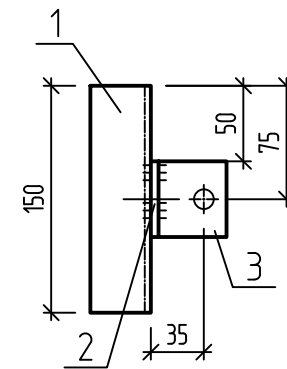
Вид Б



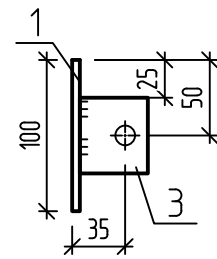
1-1



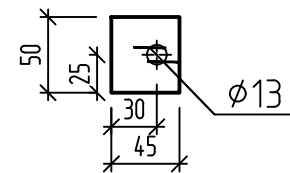
Вид В



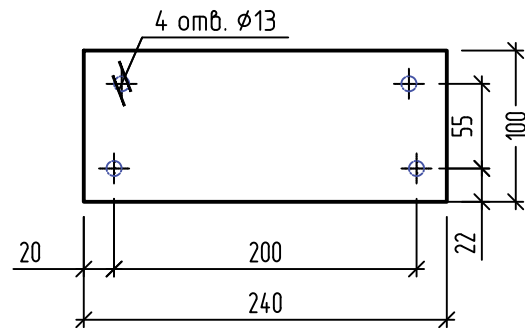
Вид Г



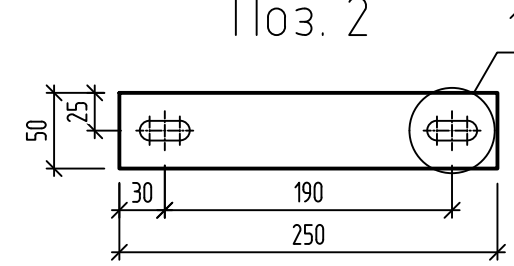
Поз. 3



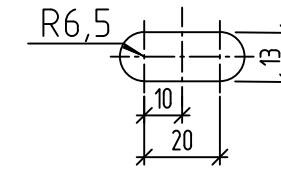
Поз. 1



Поз. 2



1



Спецификация элементов

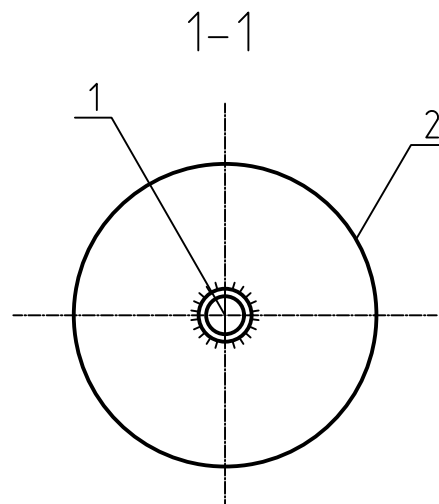
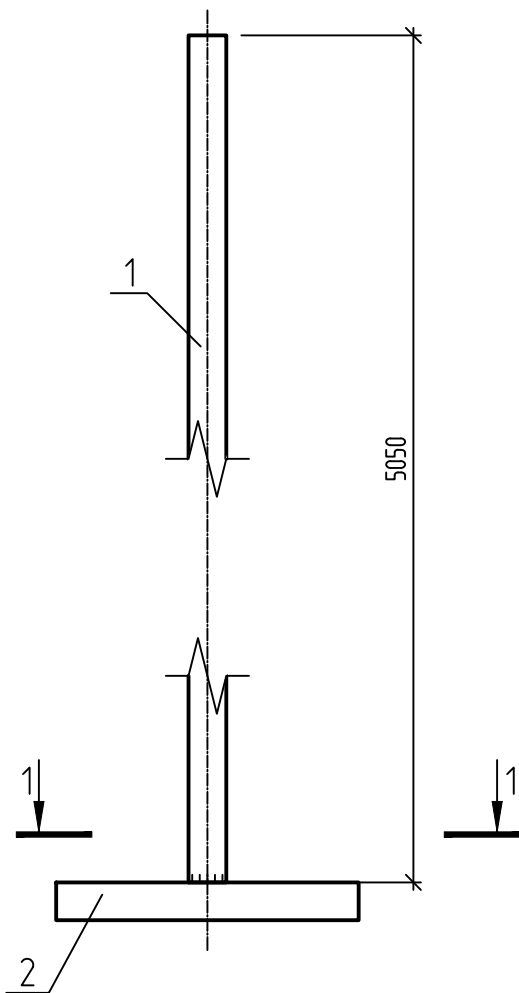
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
				2,60	
1		Лист 5 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	0,90	
2		Лист 5 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	0,50	
3		Лист 5 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	4	0,10	
4		Уголок 40x40x4 ГОСТ 8509-93 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	0,40	L=150
		Стандартные изделия			
5	ГОСТ 7798-70	Болт М12х65	1		
6	ГОСТ 5915-70	Гайка М12	1		

Согласовано

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

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г25					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Кориков			04.10.23
Проб.		Мухаметова			04.10.23
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23
ВЛ 6 кВ			Стадия	Лист	Листов
Кронштейн РА11			П	25	
			ООО «ПроектИнжинирингНефть»		

Вал привода РА14



Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Детали		0,00	
1		Лист <u>5 ГОСТ 19903-2015</u> <u>С255-4 ГОСТ 27772-2021</u>	1	0,90	L=5050
		Стандартные изделия		0,00	
2	ТУ16-520.151-83	Фланец	1		

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г26

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Корилов			04.10.23
Пров.		Мухаметова			04.10.23
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23

ВЛ 6 кВ			Стадия	Лист	Листов
Вал привода РА14			П	26	

ООО «ПроектИнжинирингНефть»

Согласовано

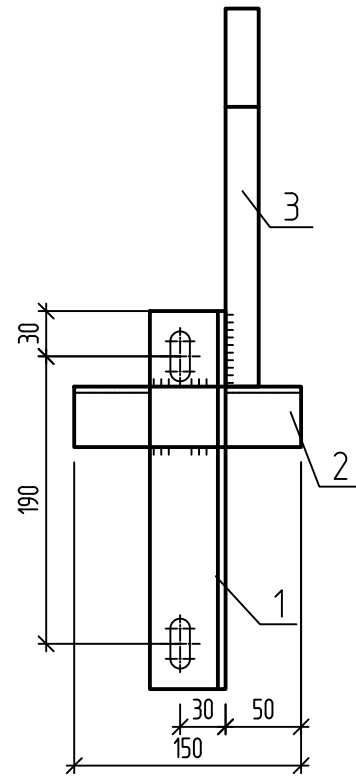
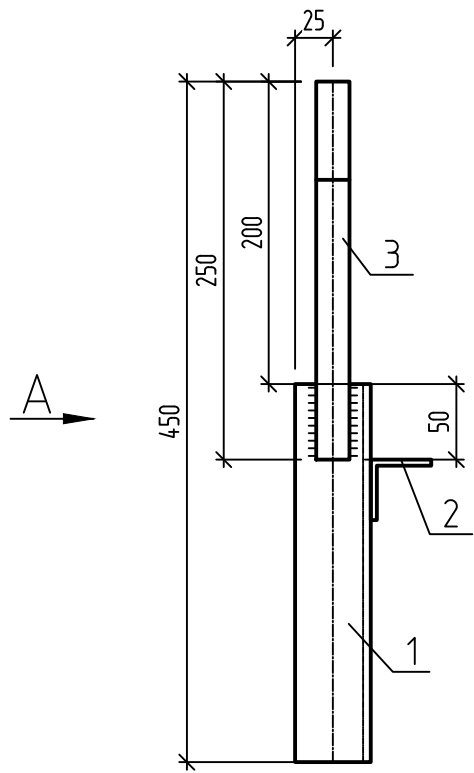
Взам. инв. №

Подп. и дата

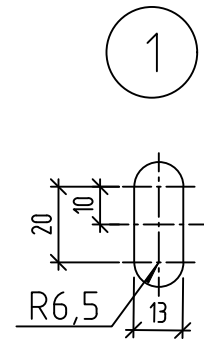
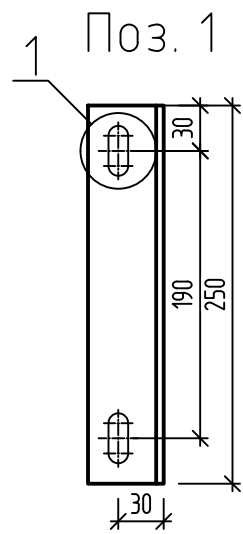
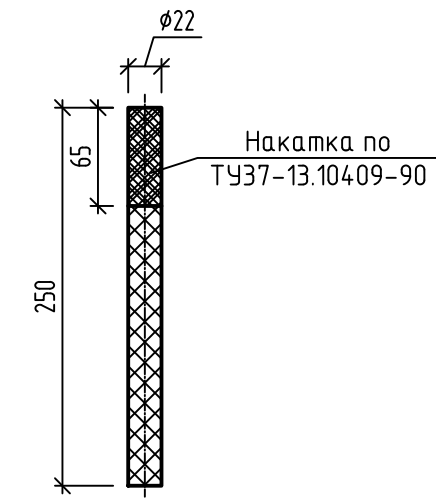
Инв. № подл.

Кронштейн РА17

Вид А



Поз. 3



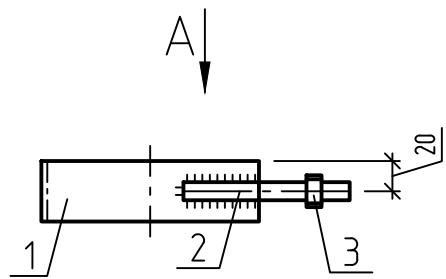
Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
				2,00	
1		Узелок $\frac{50 \times 50 \times 5 \text{ ГОСТ } 8509-93}{С255-4 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	0,90	
2		Узелок $\frac{40 \times 40 \times 4 \text{ ГОСТ } 8509-93}{С255-4 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	0,40	L=150
3		Круг $\frac{22 \text{ ГОСТ } 2590-88}{С255-4 \text{ ГОСТ } 27772-2021}$	1	0,70	

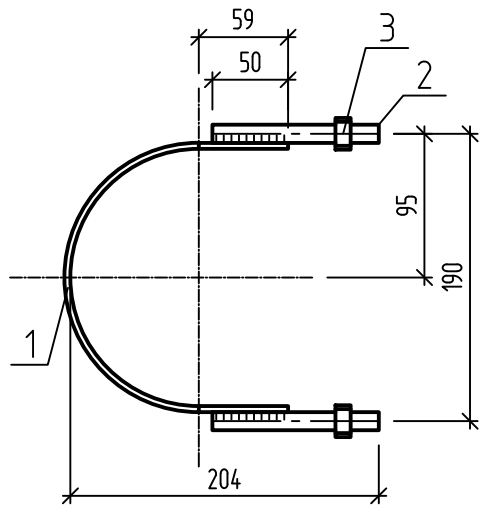
Согласовано				
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		

						60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г27			
						Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. м. А. Алабушина			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ВЛ 6 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кориков			04.10.23		П	27	
Проб.		Мухаметова			04.10.23				
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23	Кронштейн РА17	000 «ПроектИнжинирингНефть»		

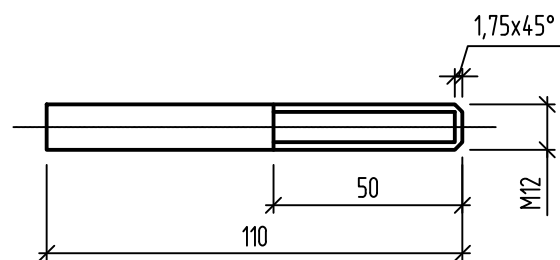
Хомут Х10



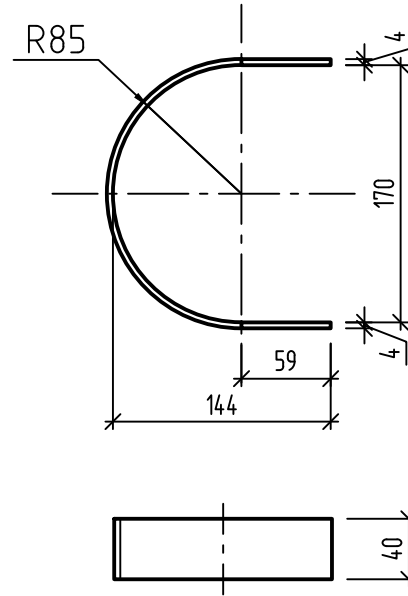
Вид А



Поз. 2



Поз. 1



Спецификация элементов

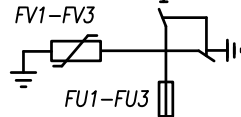
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Детали		0,70	
1		Лист 5 ГОСТ 19903-2015 С255-4 ГОСТ 27772-2021	1	0,50	
2		Круг 12 ГОСТ 2590-2006 С255-4 ГОСТ 27772-2021	2	0,10	
		Стандартные детали			
3	ГОСТ 5915-70	Гайка М12	2		

60-01-2НИПИ-2023-ТКР-Г28

Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к. 2 н.м. ми. А. Алабушина

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	ВЛ 6 кВ	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Кориков			04.10.23		ВЛ 6 кВ	П	28
Проб.		Мухаметова			04.10.23	Хомут Х10			
Н.контр.		Мухаметова			04.10.23				

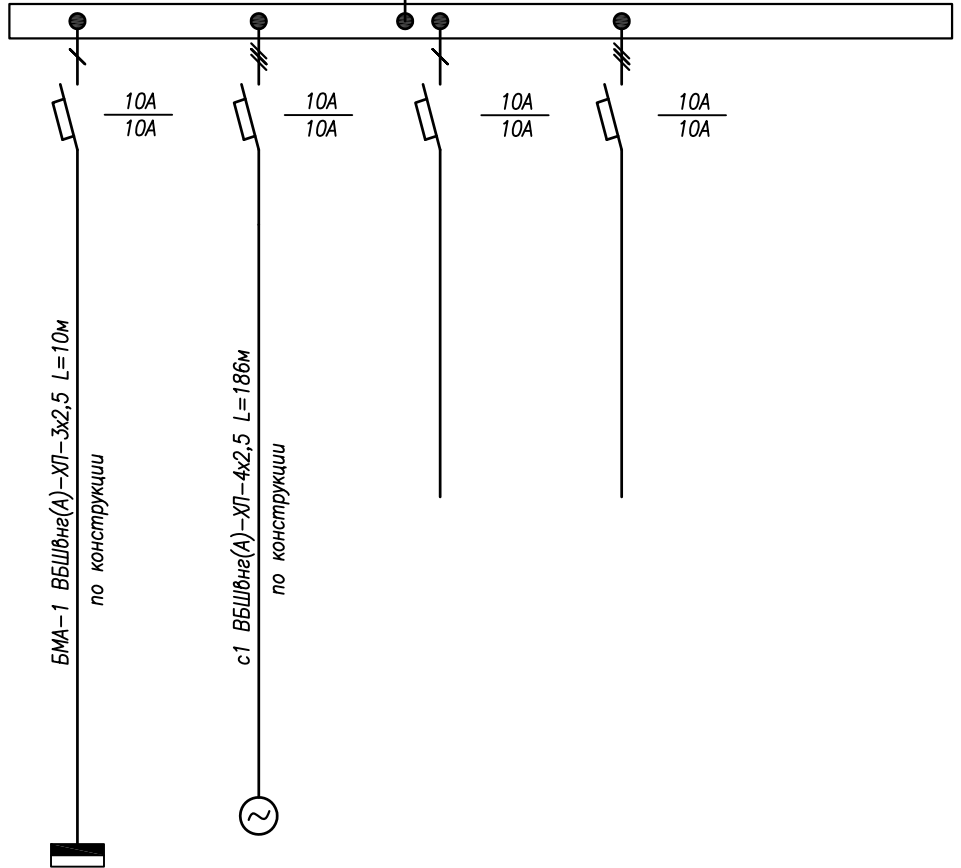
Линия ВЛ-6кВ
СИПЗ-З(1х16)



ЧМВК-40/6/0,4кВ-УХЛ1
ТМГ-40кВА.

$R_u=5.5кВт$
 $R_p=5.5кВт$
 $I_p=11.14А$
 $\cos(\varphi)=0.75$

25А
25А



Трансформатор: обозначение тип напряжение кВ мощность кВА			
Сборные шины			
Защитный аппарат: I расцепителя, А			
Участок сети 1 Кабель, провод	Обозначение		
	Марка		
	Кол-во, число жил, сечение		
	Длина, м		
Пусковой аппарат: обозначени; тип; I расцепителя, А			
Уч. сети 2 Кабель, пр-д	Марка		
	Кол-во, число жил, сечение		
	Длина, м		
Тип эл.двиг.			
Электрприводник	Мощность	P, кВт	U, В
	Ном. ток, А	I, А	I, А*
	Пуск. ток, А	I _n А	I _n А*
	N скважины тип установки		

2.5	220	3.0	380	-	-
-	6.17	-	5.6	-	-
-	-	-	-	-	-
Шкаф автоматики		Электродвигатель		Резерв	

* - напряжение приведенное к 380 В

Взам. инв. №

Погр. и дата

Инв. № подл.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г

Реконструкция нефтегазопровода
от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Лопатин		<i>Лопатин</i>	08.11.23
Пров.		Коровин		<i>Коровин</i>	08.11.23
Н.контр.		Аминова		<i>Аминова</i>	08.11.23
ГИП		Шестопалова		<i>Шестопалова</i>	08.11.23

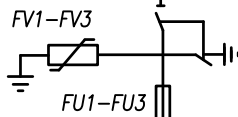
Нефтедоборный коллектор от
«к.2 до т.вр. к.2»

Стадия	Лист	Листов
П	1	10

Схема однолинейная принципиальная
РУНН-0,4кВ узла 2

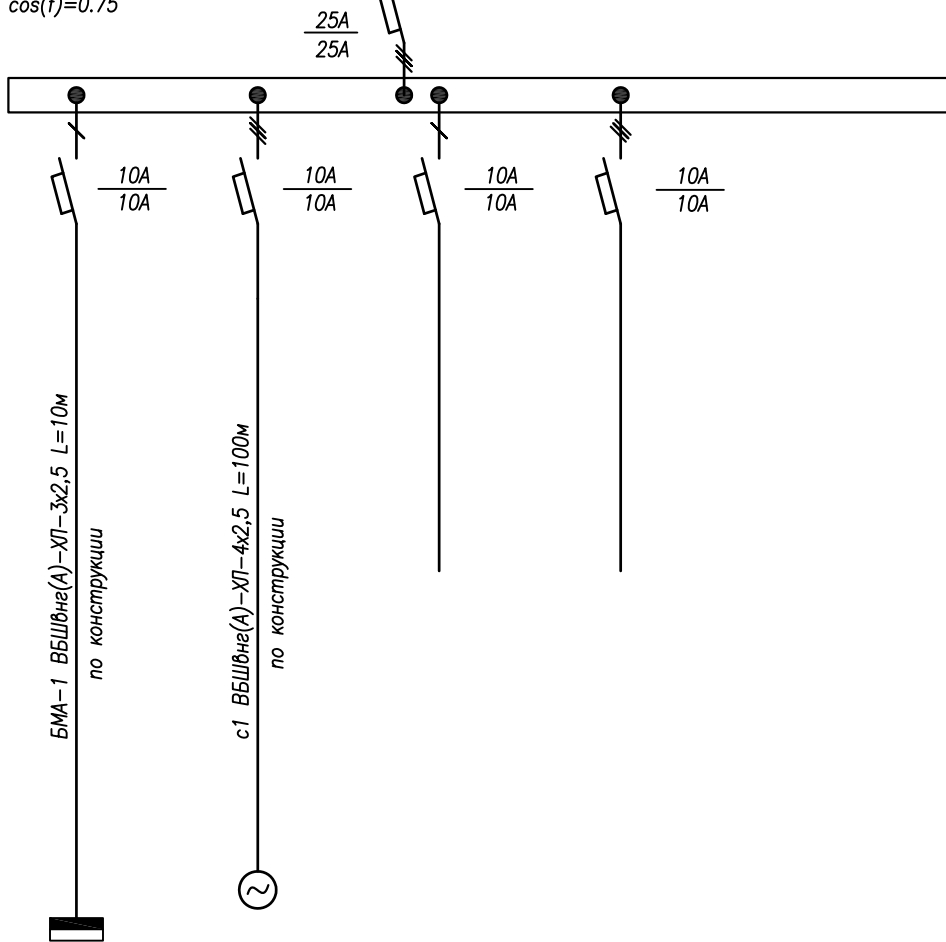
ООО
"ПроектИнжинирингНефть"

Линия ВЛ-6кВ
СИПЗ-З(1х16)



БЛП-25М-6/0,4кВ-УХЛ1
ТМГ-25кВА.

$R_u=5.5кВт$
 $R_p=5.5кВт$
 $I_p=11.14А$
 $\cos(\varphi)=0.75$



Трансформатор:
обозначение
тип
напряжение кВ
мощность кВА

Сборные шины

Защитный аппарат:
расцепителя, А

Участок сети 1 Кабель, провод	Обозначение
	Марка
	Кол-во, число жил, сечение
	Длина, м

Пусковой аппарат:
обозначени;
тип;
I расцепителя, А

Уч. сети 2 Кабель, пр-д	Марка
	Кол-во, число жил, сечение
	Длина, м

Тип эл.двиг.

Электрприводник	Мощность	$P, кВт$	$U, В$	2.5	220	3.0	380	-	-
	Ном. ток, А	$I, А$	$I, А^*$	-	6.17	-	5.6	-	-
	Пуск.ток, А	$I_n А$	$I_n А^*$	-	-	-	-	-	-
	N скважины тип установки			Шкаф автоматики	Электродвигжка	Резерв	Резерв		

* - напряжение приведенное к 380 В

Инв.№ подл.
Погр. и дата
Взам.инв.№

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Лопатин		<i>Лопатин</i>	08.11.23
Пров.		Коровин		<i>Коровин</i>	08.11.23
Н.контр.		Аминова		<i>Аминова</i>	08.11.23
ГИП		Шестопалова		<i>Шестопалова</i>	08.11.23

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г

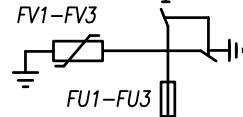
Реконструкция нефтегазопровода
от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина

Нефесборный коллектор от
«к.2 до т.вр. к.2»

Схема однолинейная принципиальная
РУНН-0,4кВ узла 3

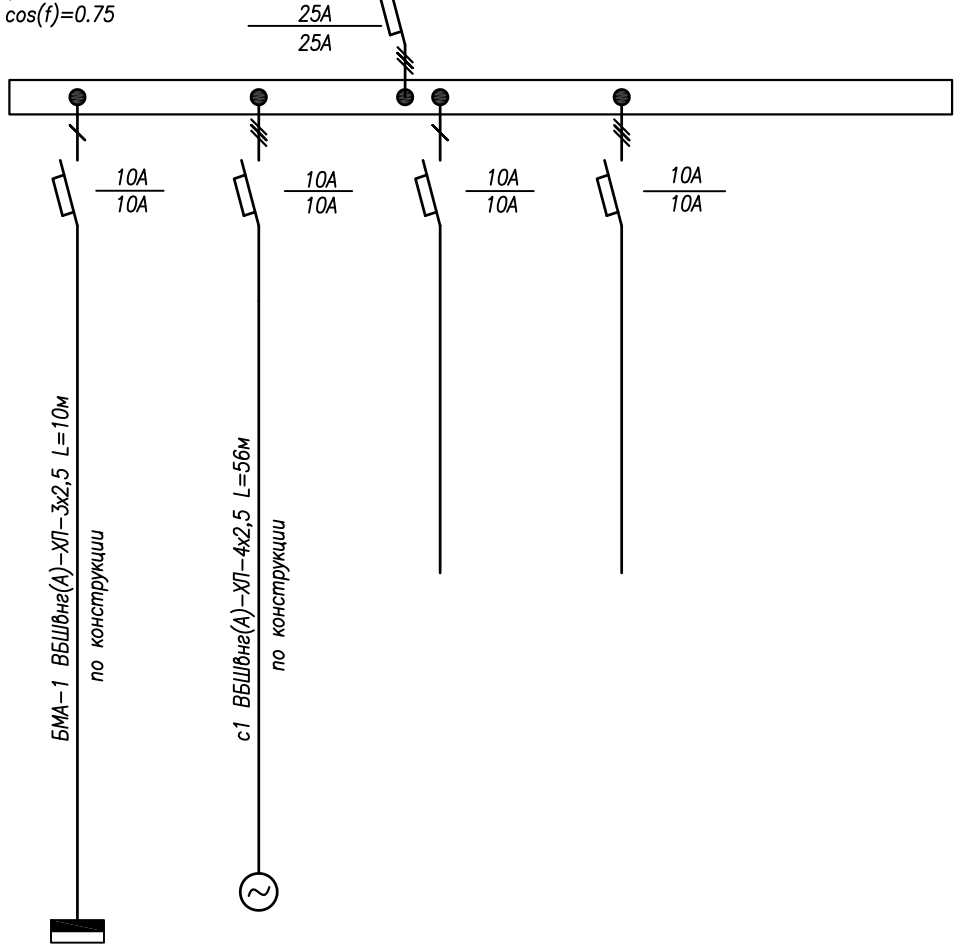
Стадия	Лист	Листов
П	2	
ООО "ПроектИнжинирингНефть"		

Линия ВЛ-6кВ
СИПЗ-З(1х16)



БЛП-25М-6/0,4кВ-УХЛ1
ТМГ-25кВА.

$R_u=5.5кВт$
 $R_p=5.5кВт$
 $I_p=11.14А$
 $\cos(\varphi)=0.75$



Трансформатор: обозначение тип напряжение кВ мощность кВА			
Сборные шины			
Защитный аппарат: I расцепителя, А			
Участок сети 1 Кабель, провод	Обозначение		
	Марка		
	Кол-во, число жил, сечение		
	Длина, м		
Пусковой аппарат: обозначени; тип; I расцепителя, А			
Уч. сети 2 Кабель, пр-д	Марка		
	Кол-во, число жил, сечение		
	Длина, м		
Тип эл.двиг.			
Электрприемник	Мощность	$P, кВт$	$U, В$
	Ном. ток, А	$I, А$	$I, А^*$
	Пуск.ток, А	$I_n, А$	$I_n, А^*$
	N скважины тип установки		

2.5	220	3.0	380	-	-
-	6.17	-	5.6	-	-
-	-	-	-	-	-
Шкаф автоматики		Электроздвижка		Резерв	

* - напряжение приведенное к 380 В

Взам.инв.№
Погр. и дата
Инв.№ подл.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г

Реконструкция нефтегазопровода
от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина

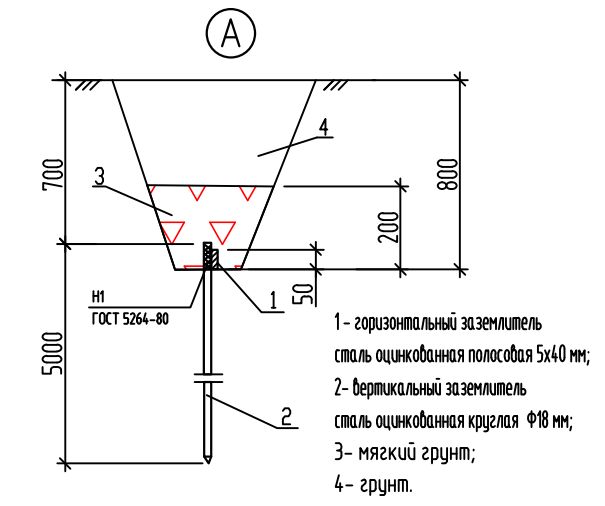
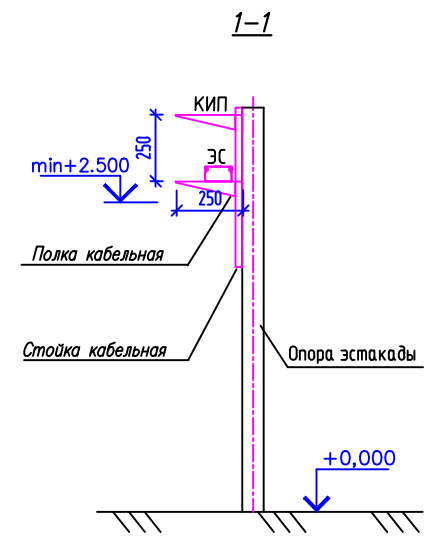
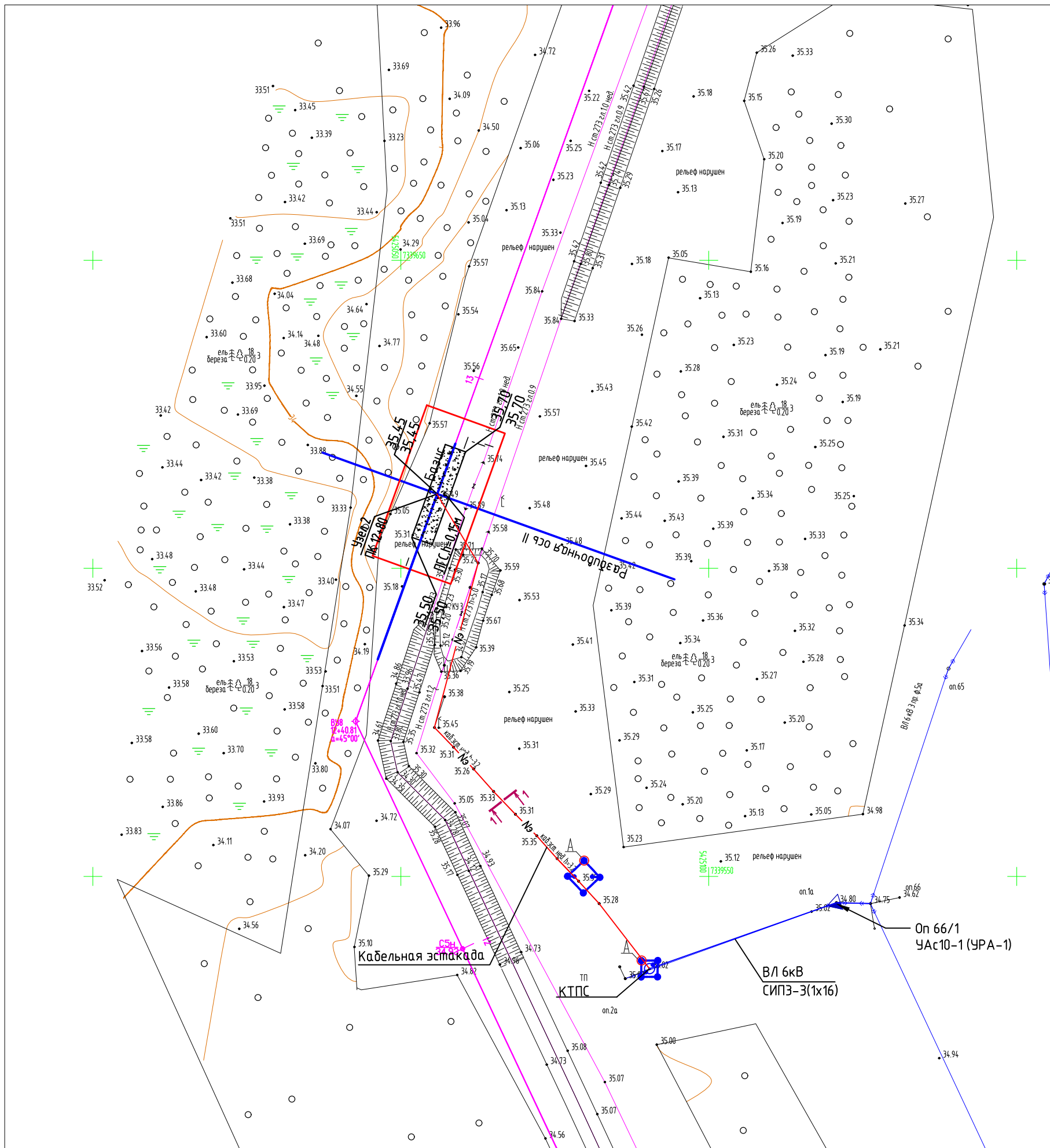
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Лопатин		<i>Лопатин</i>	08.11.23
Пров.		Коровин		<i>Коровин</i>	08.11.23
Н.контр.		Аминова		<i>Аминова</i>	08.11.23
ГИП		Шестопалова		<i>Шестопалова</i>	08.11.23

Нефтедоборный коллектор от
«к.2 до т.вр. к.2»

Стадия	Лист	Листов
П	3	

Схема однолинейная принципиальная
РУНН-0,4кВ узла 5

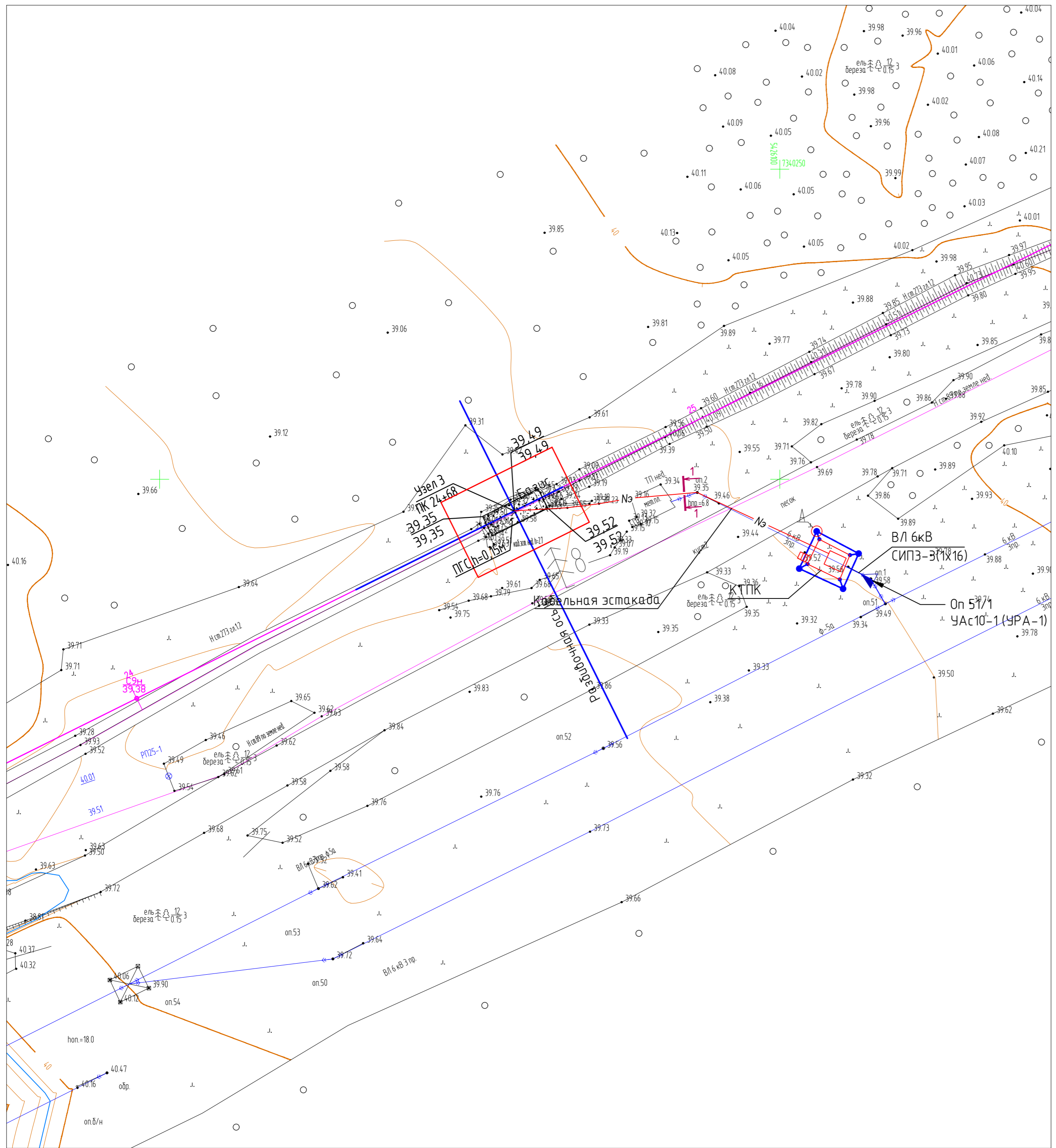
ООО
"ПроектИнжинирингНефть"



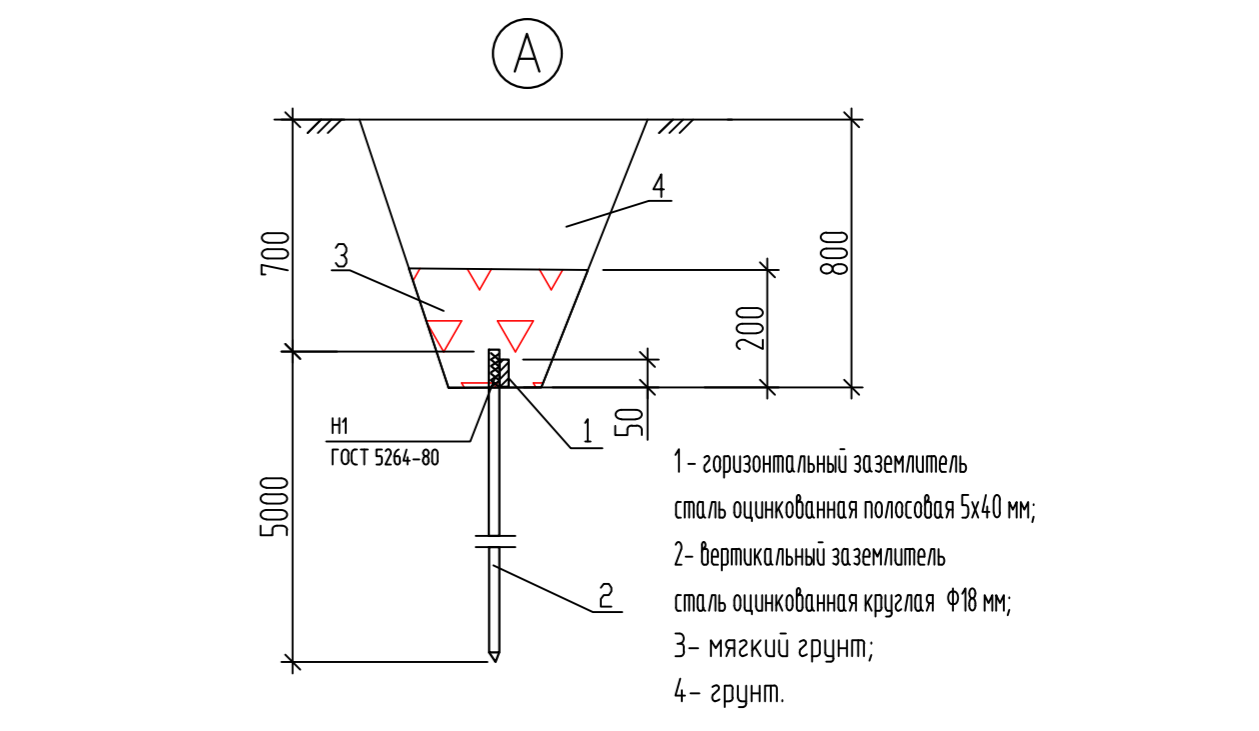
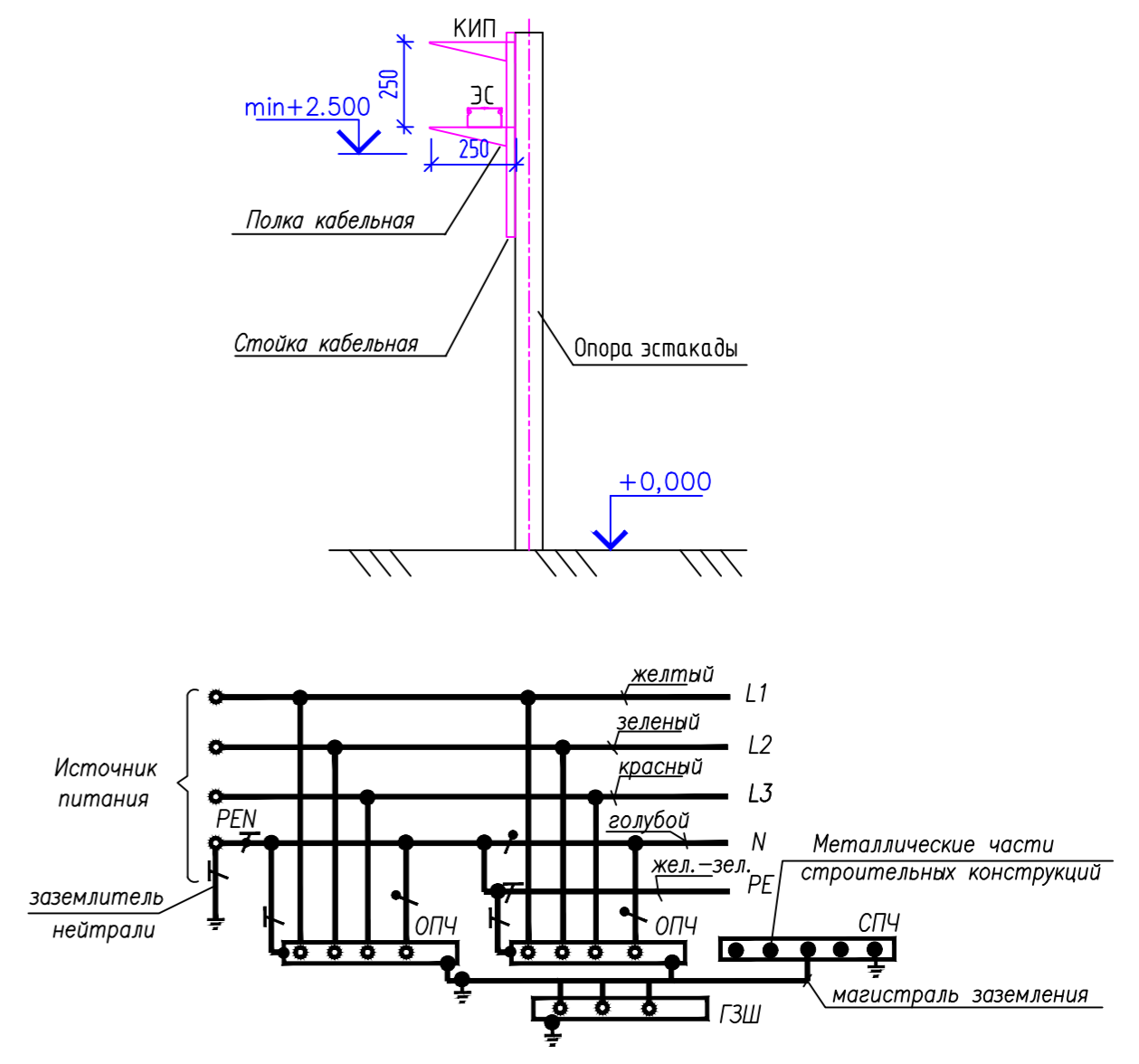
Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. кг	Примеч.
1	Горизонтальные заземлители	Полоса 5x40-ГОСТ 103-2006 С245 ГОСТ 27772-15	60	1,57	м
2	Вертикальный заземлитель L=5 м	Круг В2-II-18-ГОСТ 2590-2006 Ст3 сп ГОСТ 535-2005	8	2	шт.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г							
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.	Лопатин			<i>Лопатин</i>	08.11.23		
Пров.	Коровин			<i>Коровин</i>	08.11.23		
Н.контр.	Аминова			<i>Аминова</i>	08.11.23		
ГИП	Шестопалова			<i>Шестопалова</i>	08.11.23		
Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»					Стация	Лист	Листов
План электрических сетей. Заземление КТПС. Узел 2. ПК16+59.00 М 1:500					п	4	
					ООО "ПроектИнжинирингНефть"		

Изм.№ подл. Подп. и дата. Взам.Изм.№



1-1

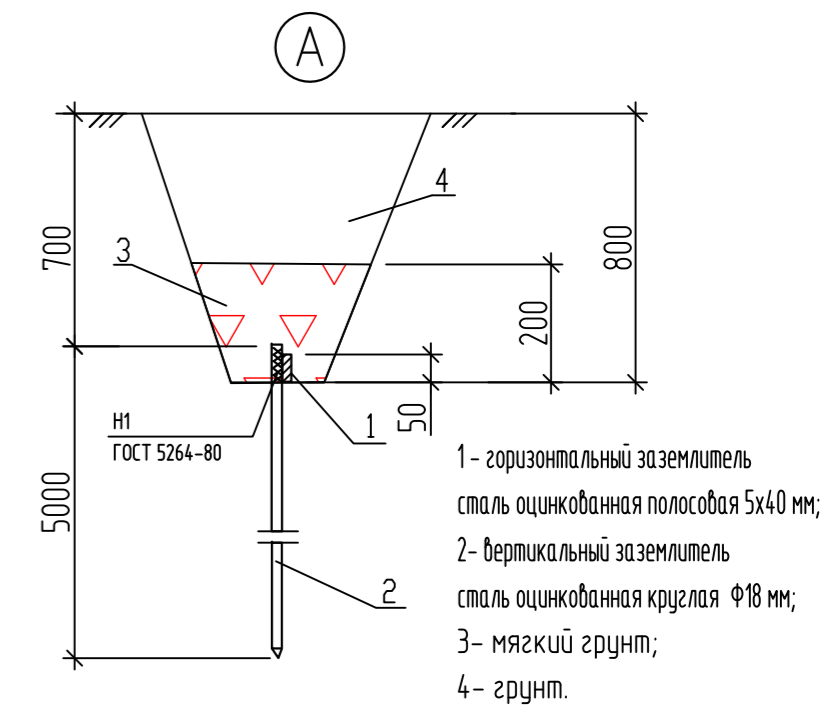
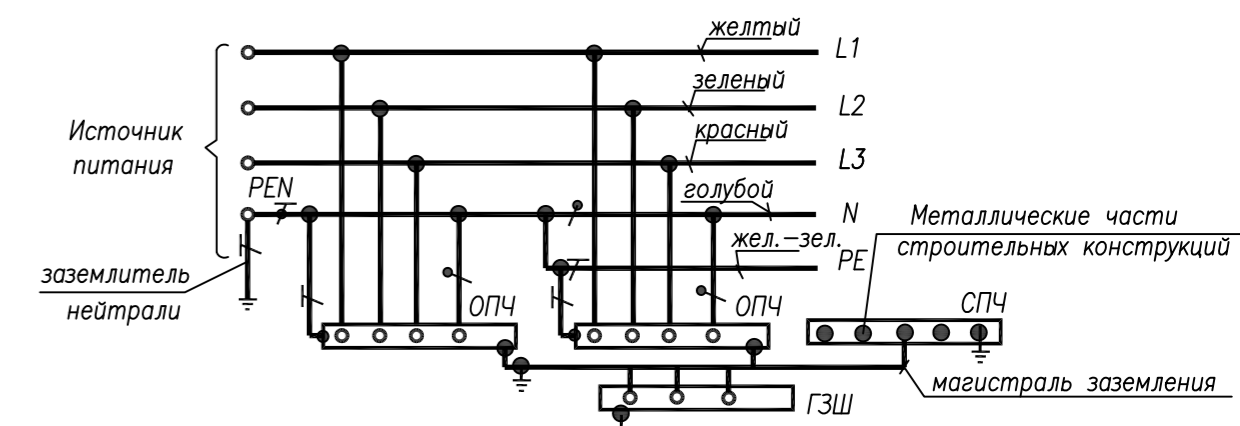
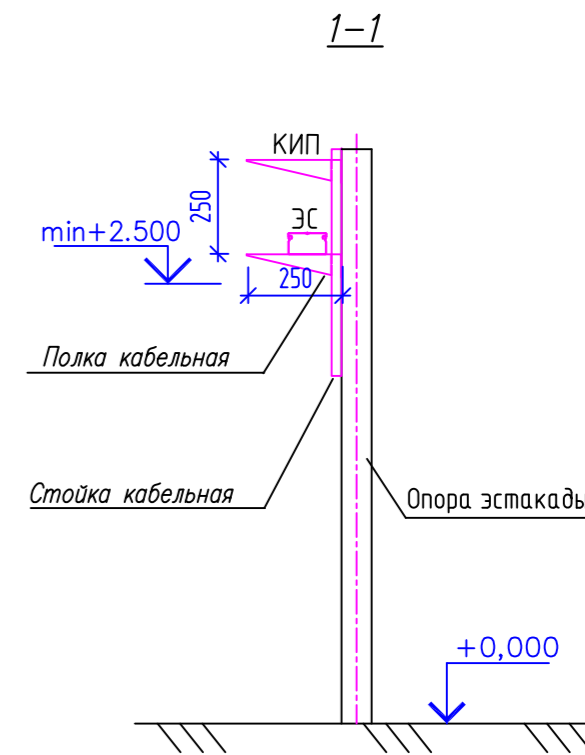
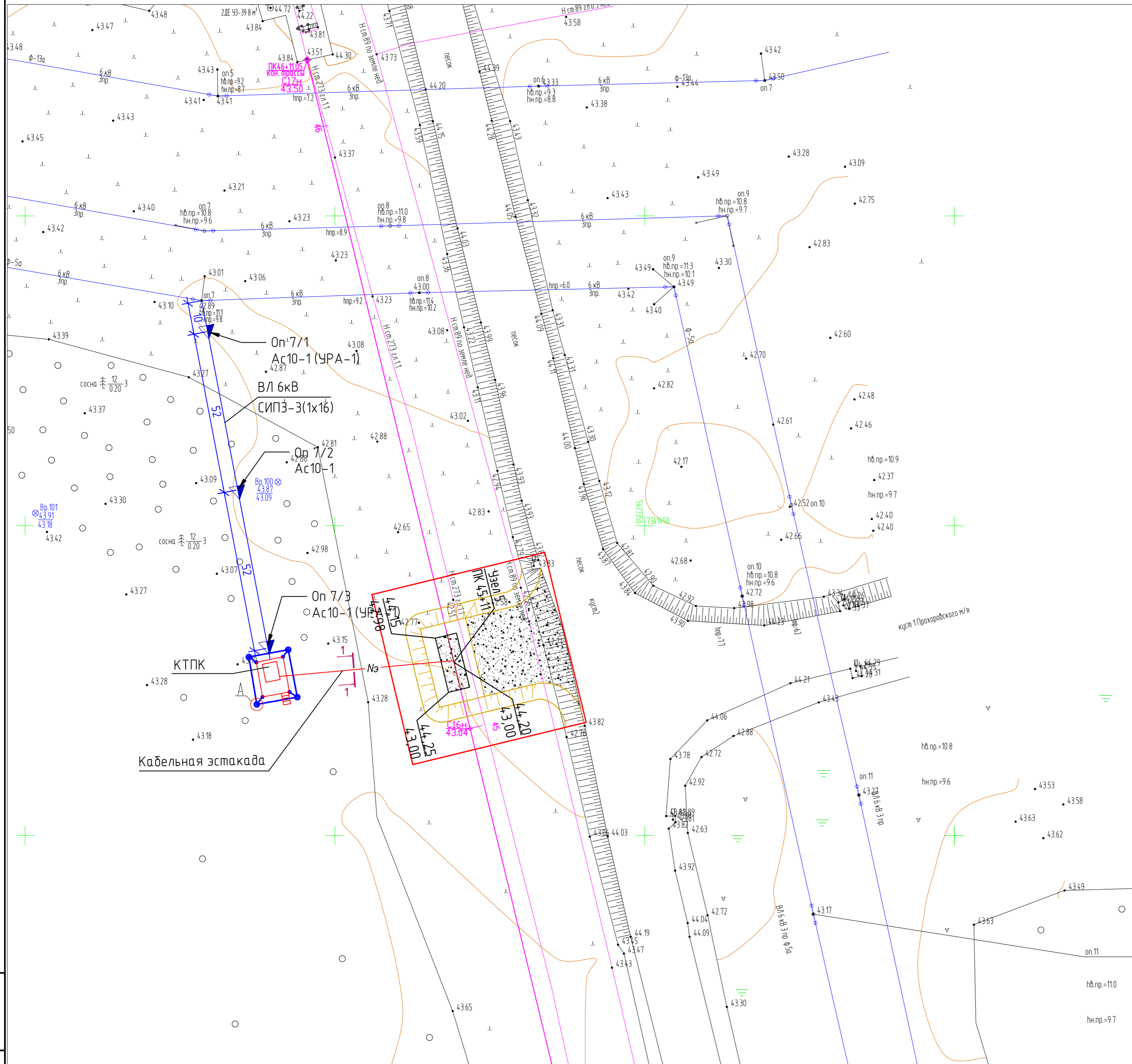


Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. кг	Примеч.
1	Горизонтальные заземлители	Полоса 5x40-ГОСТ 103-2006 С245 ГОСТ 27772-15	70	157	м
2	Вертикальный заземлитель L=5 м	Круг В2-II-18-ГОСТ 2590-2006 Ст3 сп ГОСТ 535-2005	4	2	шт.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г							
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.др. к.2 н.м. им. А.Алабушина							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		
Разраб.	Лопатин			<i>Лопатин</i>	08.11.23		
Пров.	Коровин			<i>Коровин</i>	08.11.23		
Н.контр.	Аминова			<i>Аминова</i>	08.11.23		
ГИП	Шестопалова			<i>Шестопалова</i>	08.11.23		
Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.др. к.2»					Стадия	Лист	Листов
План электрических сетей. Заземление КТПК. Узел 3. ПК24+68.00 М 1:500					п	5	
					ООО "ПроектИнжинирингНефть"		

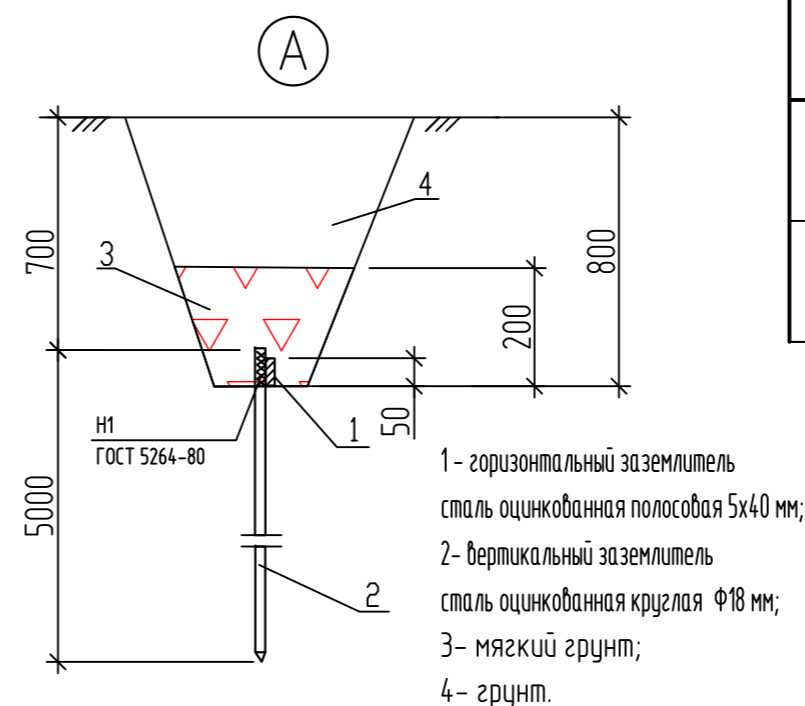
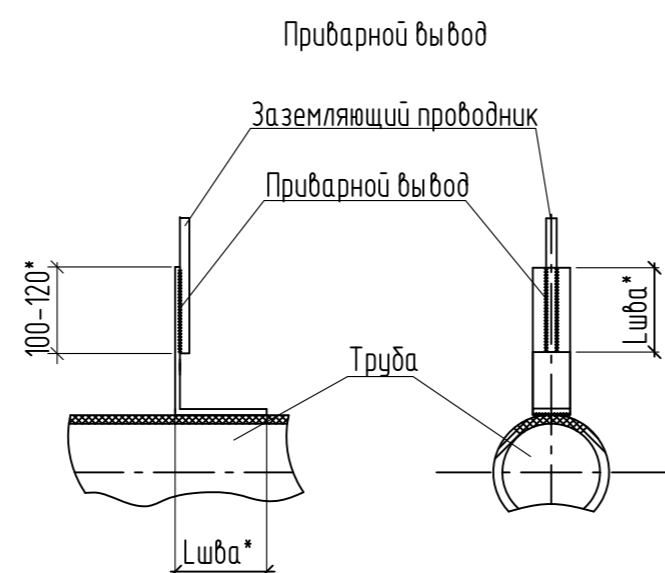
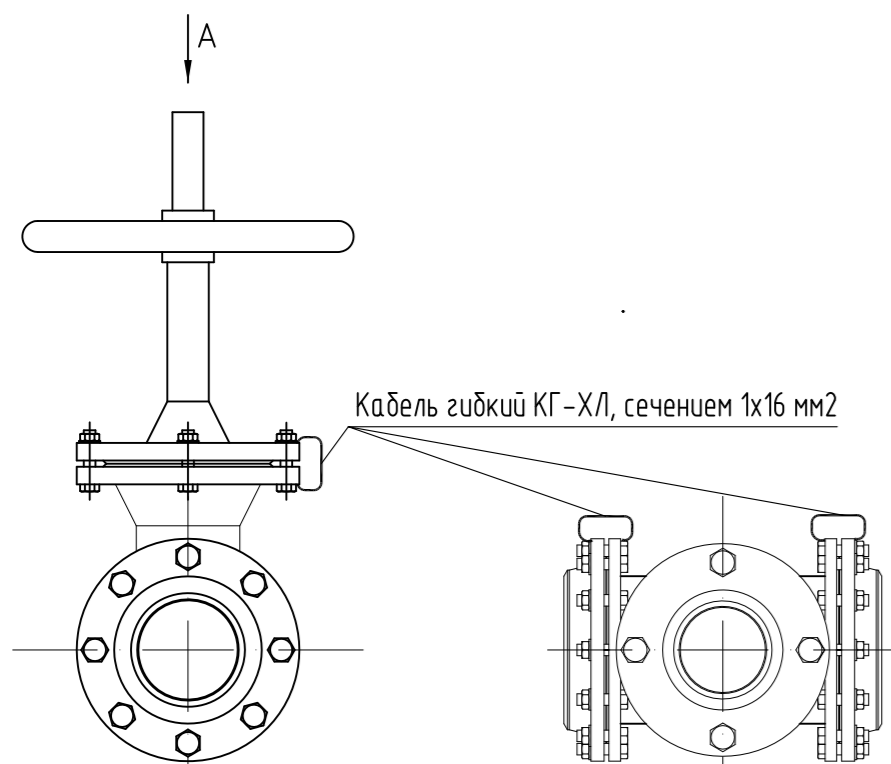
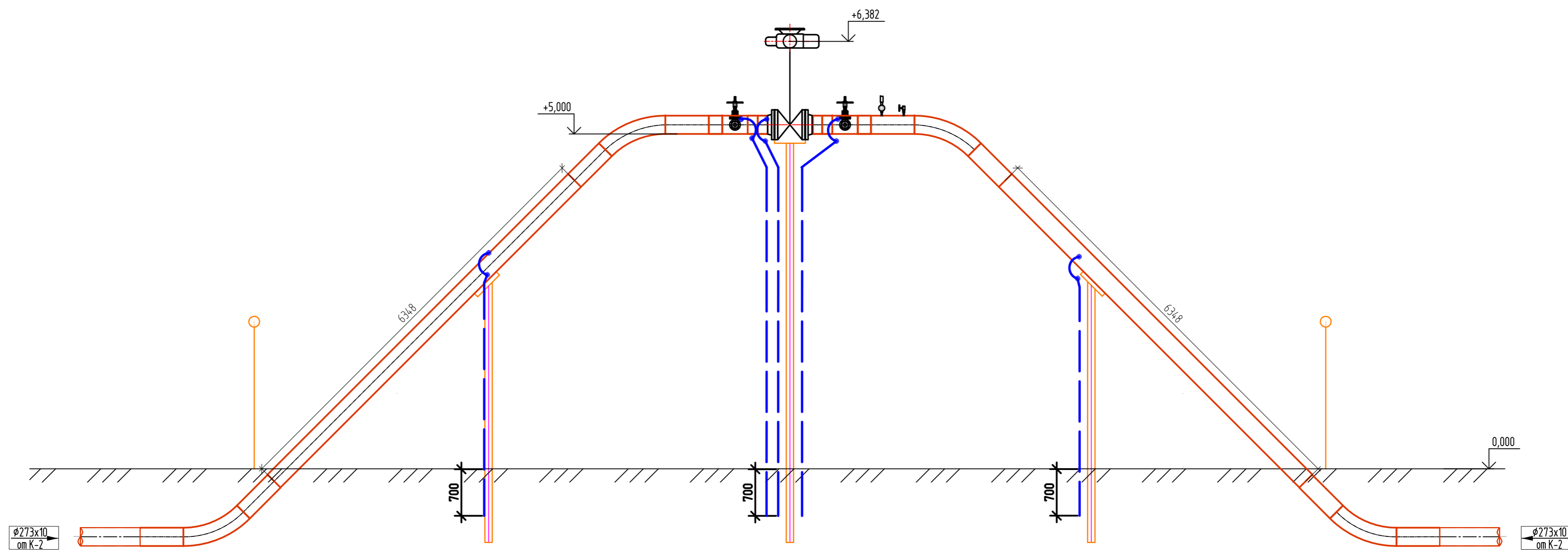
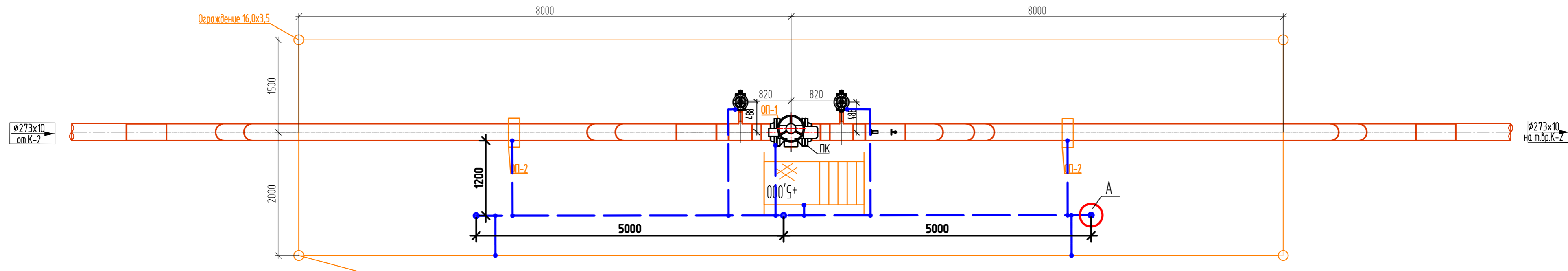
Инд.№ подл. Иогн. и дата Взам.инд.№

Инд.№ подл. Погр. и дата Взам.инв.№



Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. кз	Примеч
1	Горизонтальные заземлители	Полоса 5x40-ГОСТ 103-2006 С245 ГОСТ 27772-15	70	157	м
2	Вертикальный заземлитель L=5 м	Круг В2-И18-ГОСТ 2590-2006 Ст3 сп ГОСТ 535-2005	4	2	шт.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.бр. к.2 н.м. ш. А.Алабушина					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Лопатин	08.11.23			
Пров.	Коровин	08.11.23			
Нефтедоборный коллектор от «к.2 до т.бр. к.2»				Стадия	Лист
				п	6
План электрических сетей. Заземление КТПК. Узел 5. ПК45+11.00 М 1:500				ООО "ПроектиИнжинирингНефть"	
Н.контр.	Аминова	08.11.23			
ГИП	Шестопалова	08.11.23			

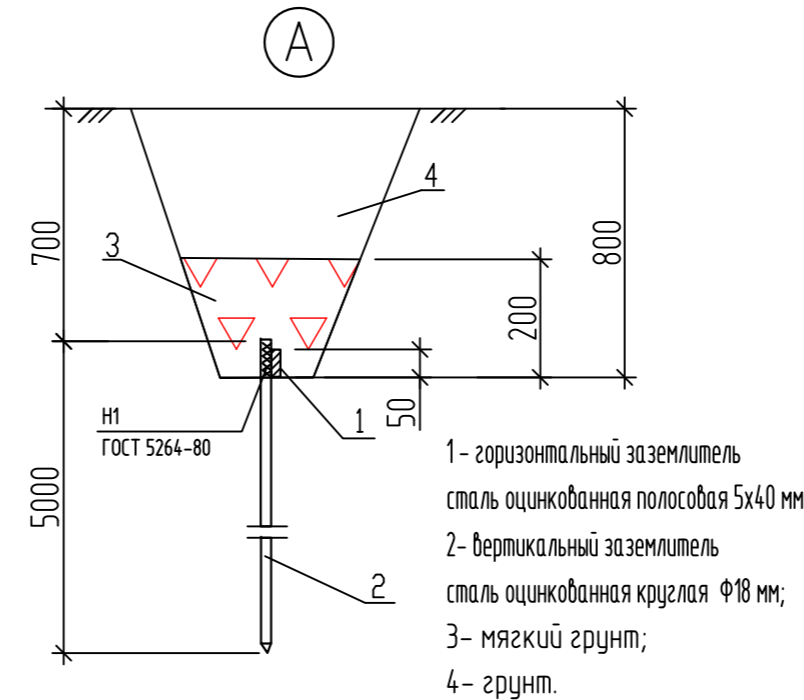
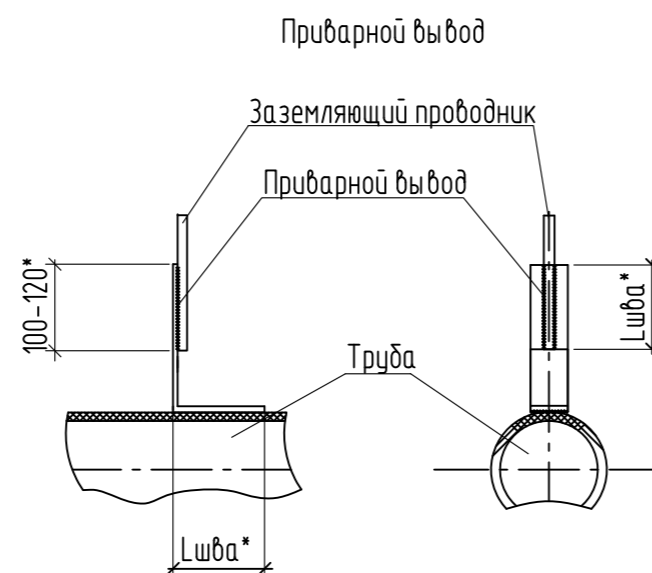
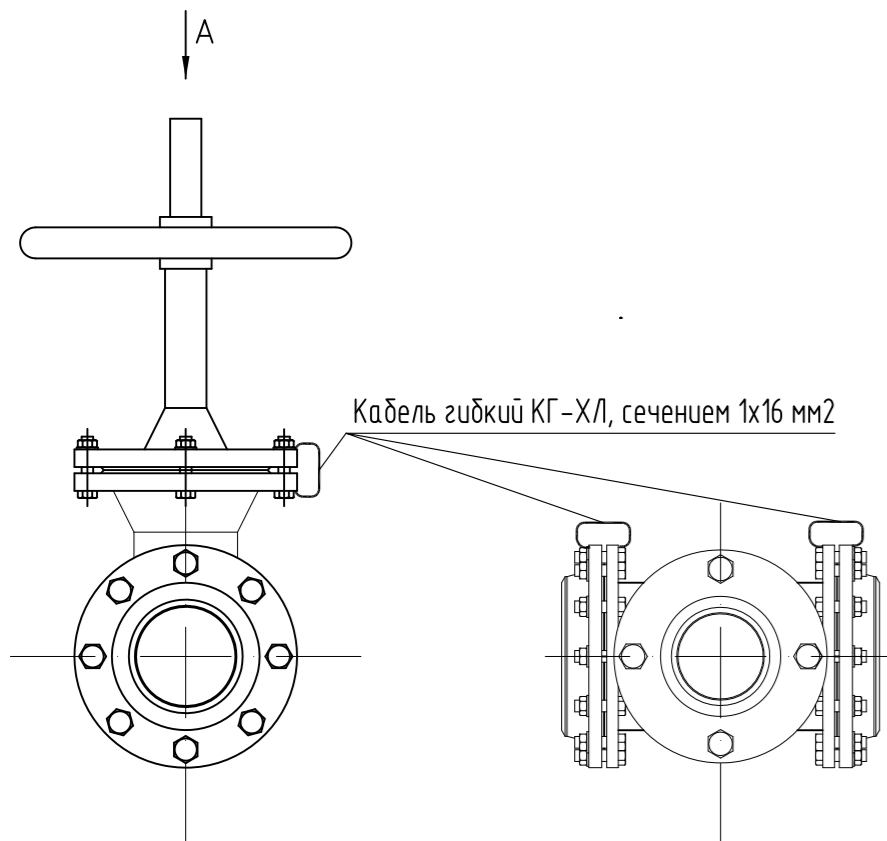
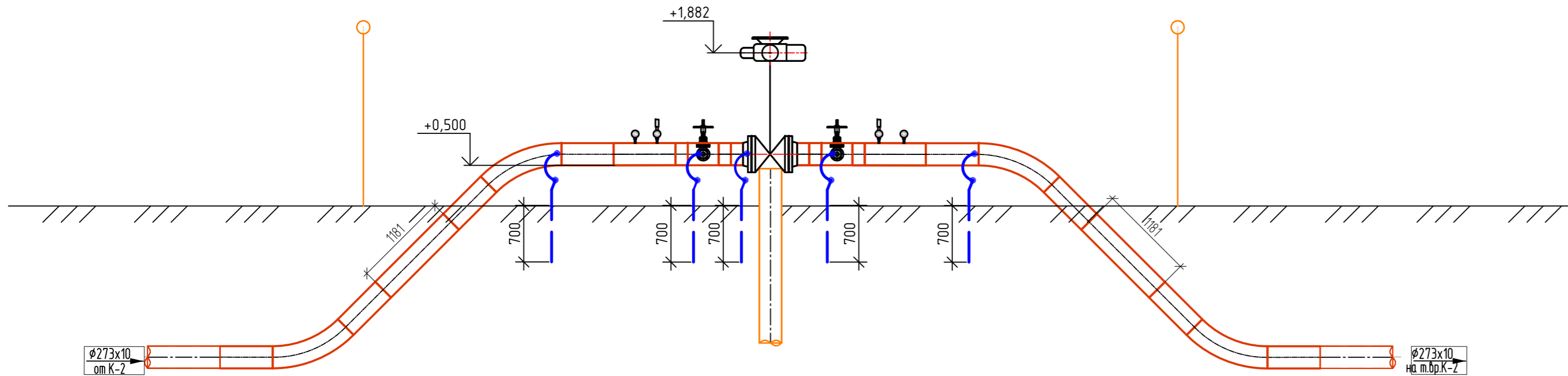
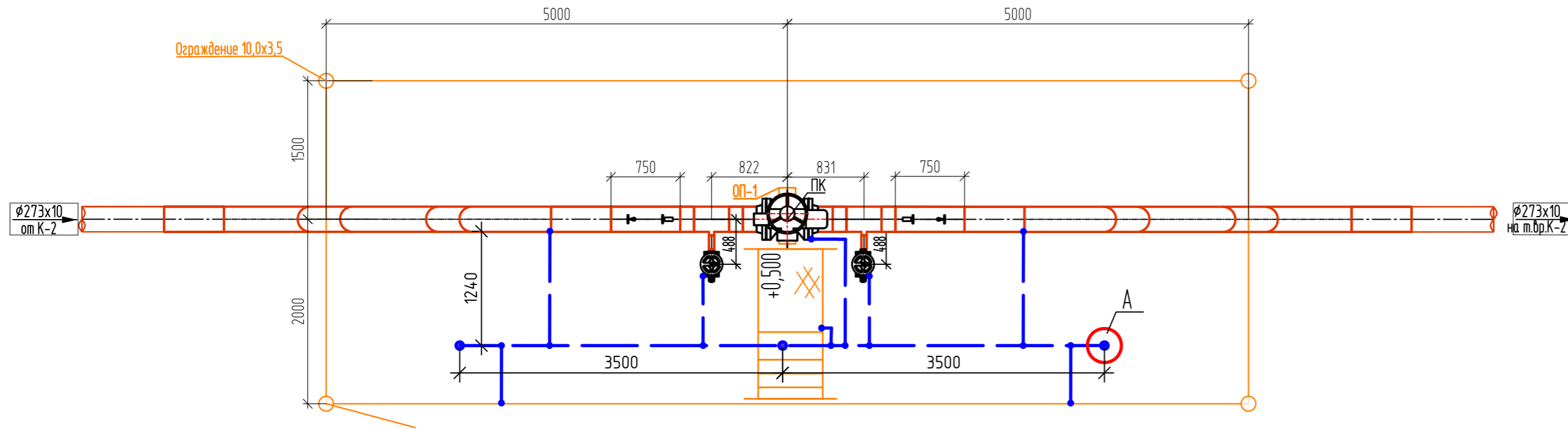


Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. кг	Примеч
1	Горизонтальные заземлители	Полоса 5x40-ГОСТ 103-2006 С245 ГОСТ 27772-15	57	157	м
2	Вертикальный заземлитель L=5 м	Круг В2-И-18-ГОСТ 2590-2006 Ст3 сп ГОСТ 535-2005	3	2	шт.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.бр. к.2 н.м. им. А.Алабушина					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Лопатин			<i>Лопатин</i>	08.11.23
Пров.	Коровин			<i>Коровин</i>	08.11.23
Н.контр.	Аминова			<i>Аминова</i>	08.11.23
ГИП	Шестопалова			<i>Шестопалова</i>	08.11.23
				60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г	
				Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.бр. к.2 н.м. им. А.Алабушина	
				Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.бр. к.2»	
				Стадия	Лист
				п	7
				Молниезащита и заземление. Узел 2. ПК16+59.00 М 1:500	
				ООО "ПроектИнжинирингНефть"	

Изм.№, подл., Попн. и дата, Взам.инв.№

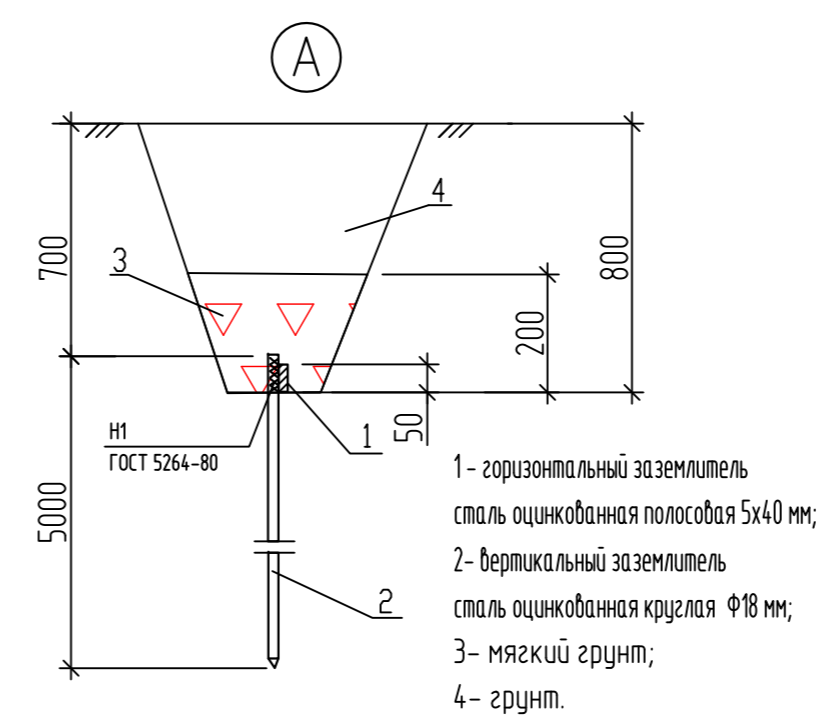
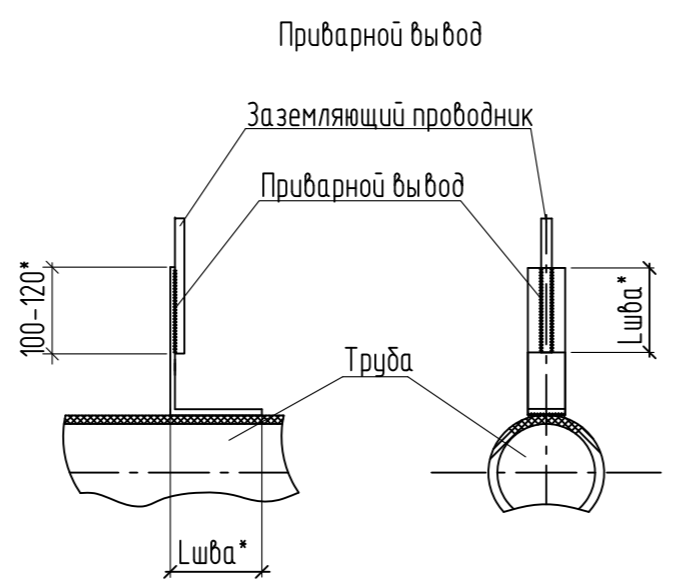
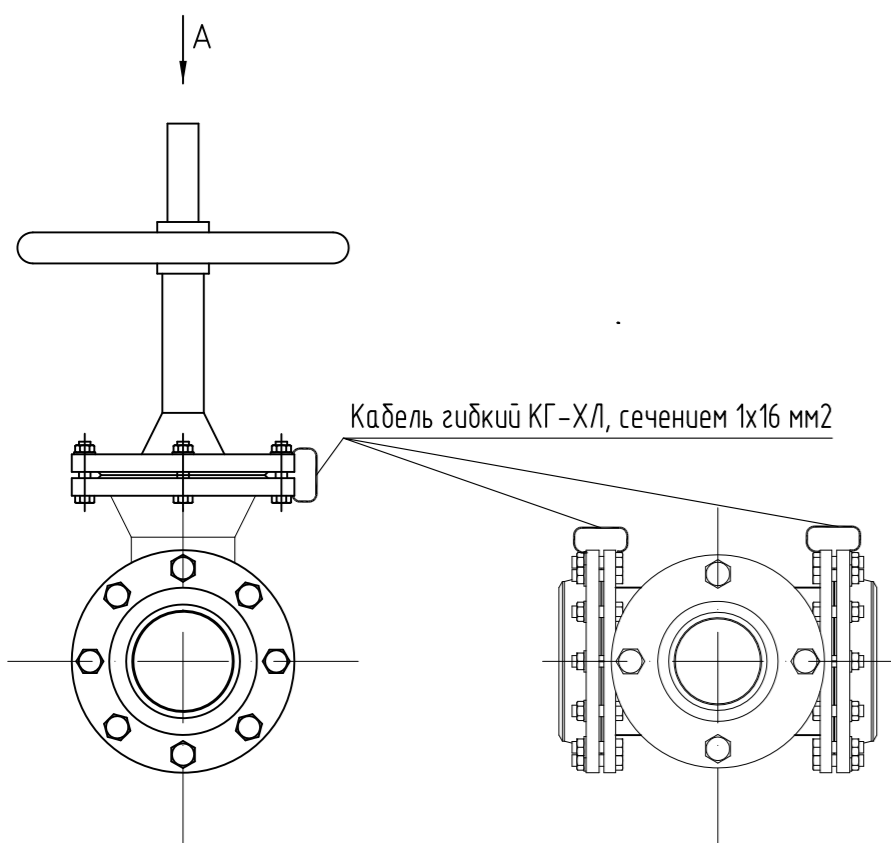
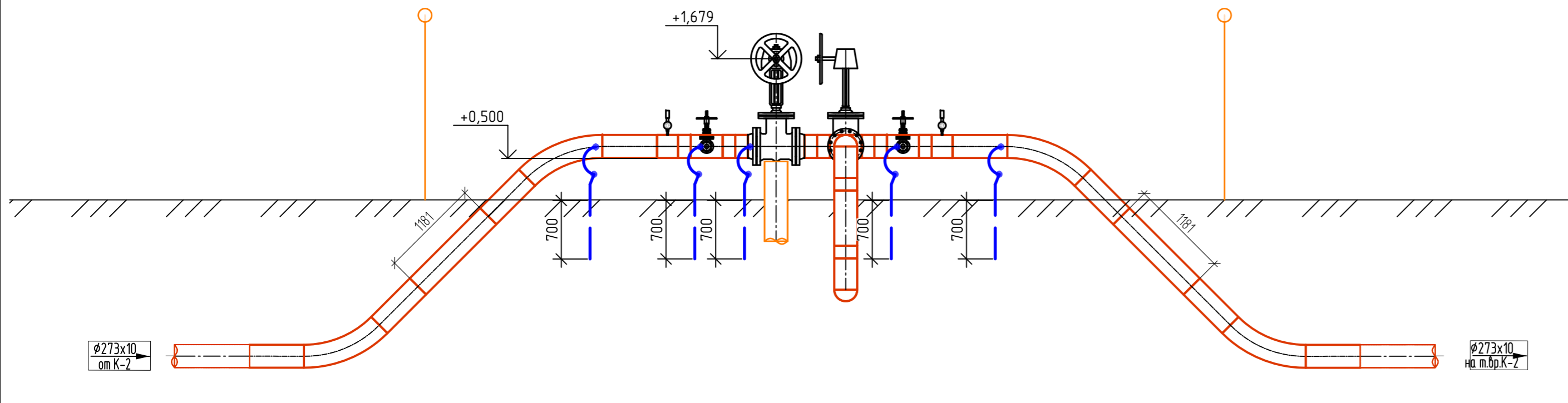
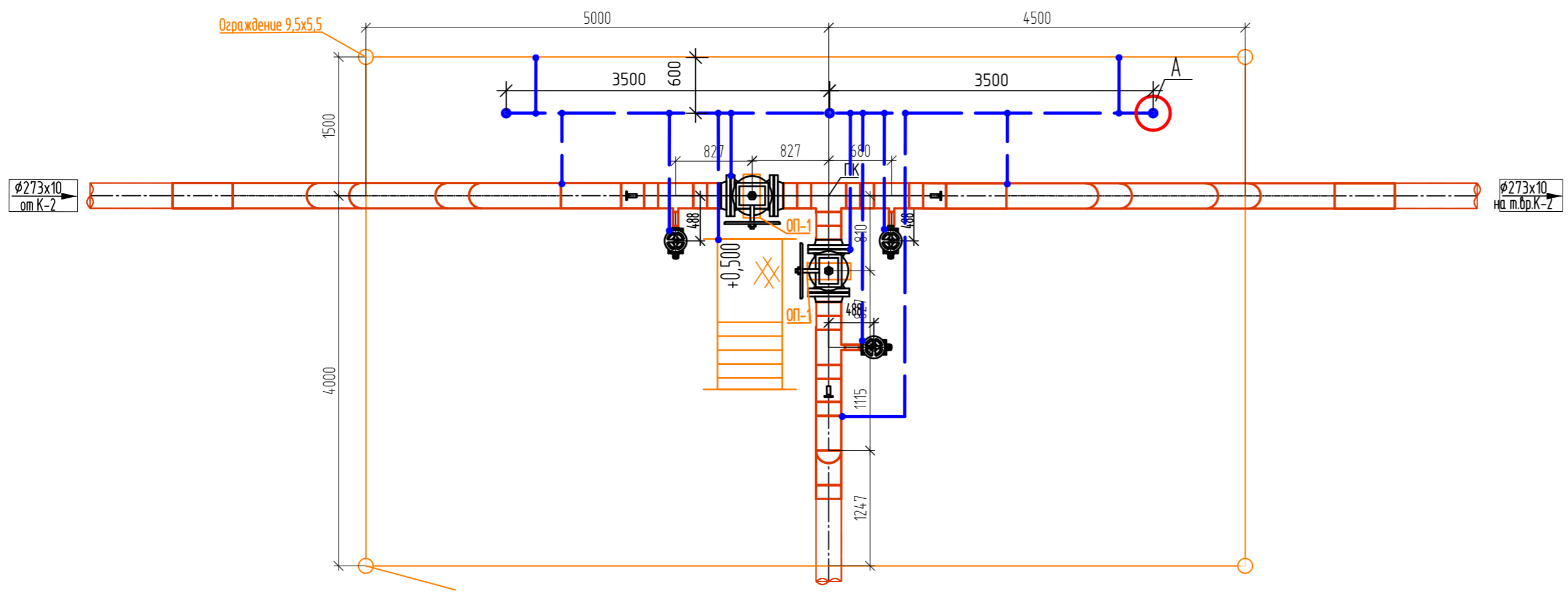
Узел 3 ПК24+68



Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. кз	Примеч
1	Горизонтальные заземлители	Полоса 5x40-ГОСТ 103-2006 С245 ГОСТ 27772-15	22	1,57	м
2	Вертикальный заземлитель L=5 м	Круг В2-И-18-ГОСТ 2590-2006 Ст3 сп ГОСТ 535-2005	3	2	шт.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.вр. к.2 н.м. им. А.Алабушина					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Лопатин	08.11.23			
Пров.	Коровин	08.11.23			
Н.контр.	Аминова	08.11.23			
ГИП	Шестопалова	08.11.23			
Нефтедоборный коллектор от «к.2 до т.вр. к.2»				Стадия	Лист
				п	8
Молниезащита и заземление. Узел 3. ПК24+68.00 М 1:500				ООО "ПроектИнжинирингНефть"	

Изм. №, подл., Попн. и дата, Взам. инв. №

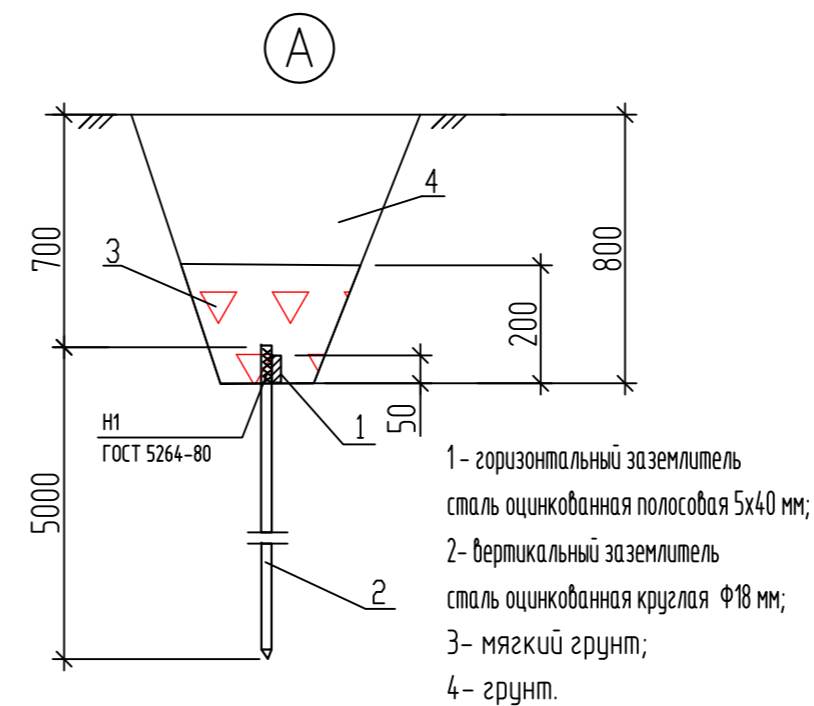
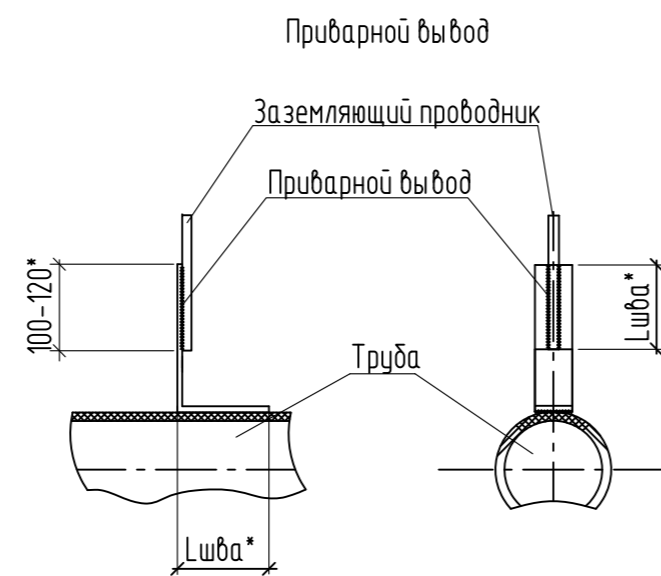
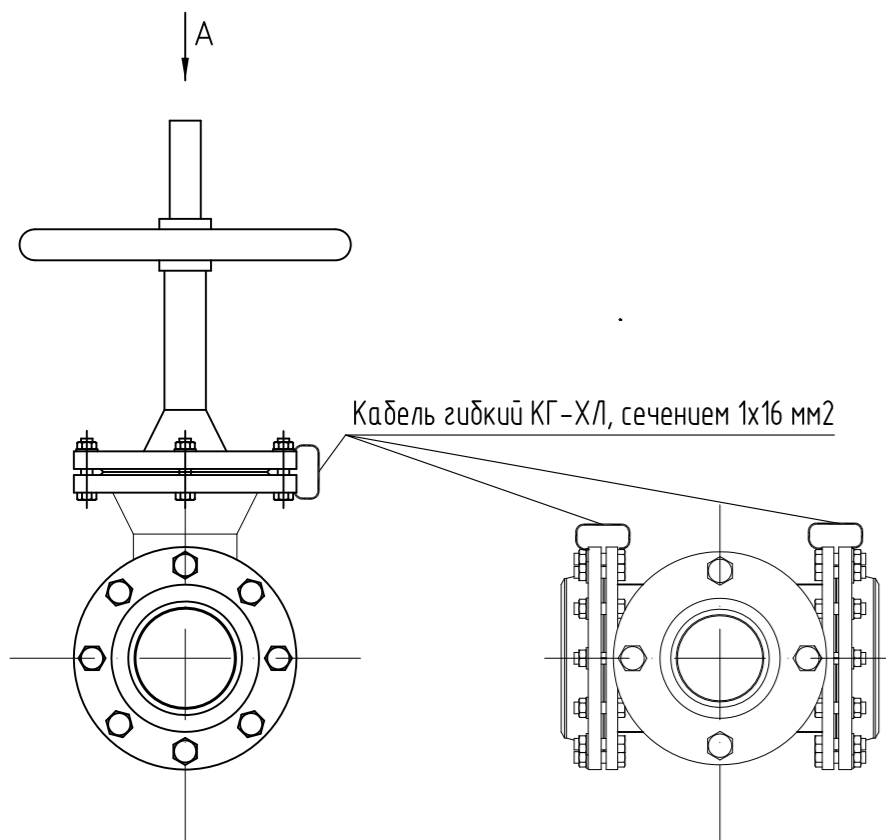
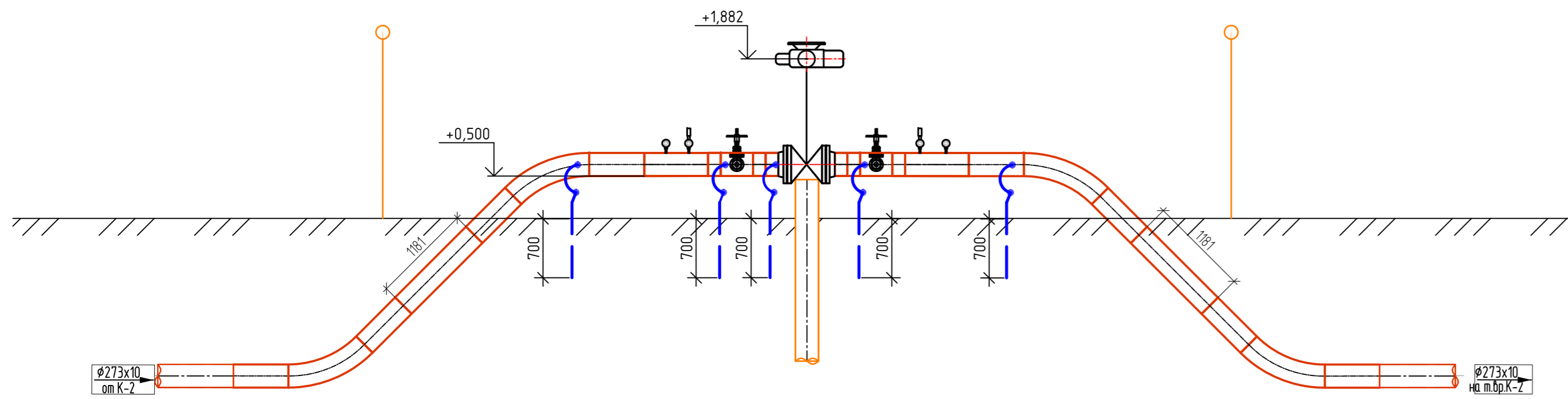
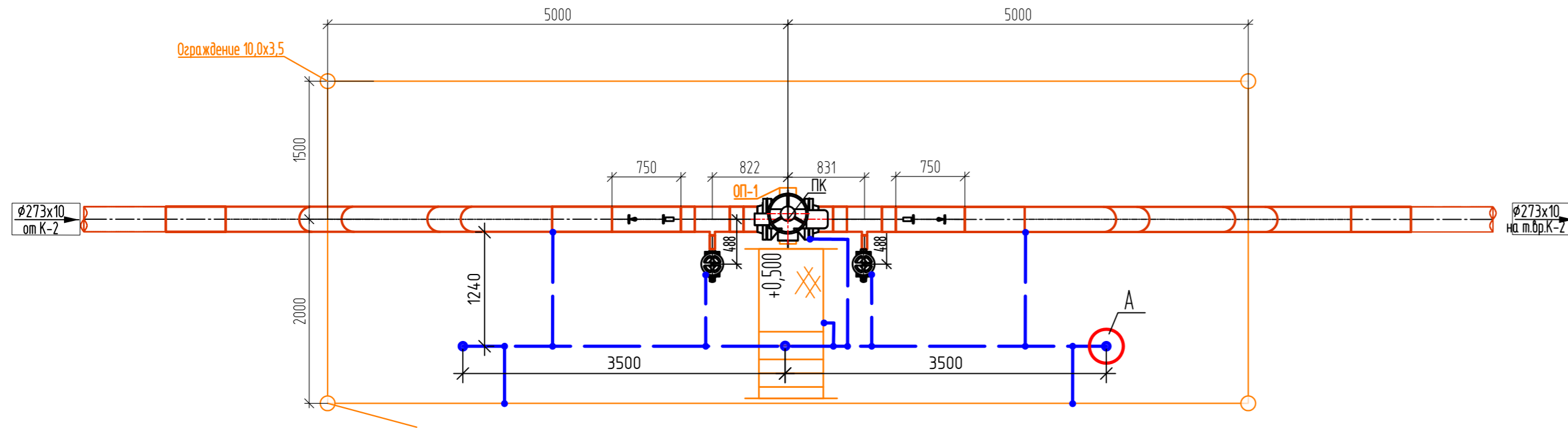


Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. кг	Примеч.
1	Горизонтальные заземлители	Полоса 5x40-ГОСТ 103-2006 С245 ГОСТ 27772-15	35	1,57	м
2	Вертикальный заземлитель L=5 м	Круг В2-II-18-ГОСТ 2590-2006 Ст3 сп ГОСТ 535-2005	3	2	шт.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.бр. к.2 н.м. им. А.Алабушина					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Лопатин			<i>Лопатин</i>	08.11.23
Пров.	Коровин			<i>Коровин</i>	08.11.23
Н.контр.	Аминова			<i>Аминова</i>	08.11.23
ГИП	Шестопалова			<i>Шестопалова</i>	08.11.23
Нефтедоборный коллектор от «к.2 до т.бр. к.2»				Стадия	Лист
				п	9
Молниезащита и заземление. Узел 4. ПК27+78.00 М 1:500				ООО "ПроектИнжинирингНефть"	

Инд.№ подл. Погр. и дата Взам.инв.№

Узел 5 ПК45+11



Марка поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед. кг	Примеч
1	Горизонтальные заземлители	Полоса 5x40-ГОСТ 103-2006 С245 ГОСТ 27772-15	22	1,57	м
2	Вертикальный заземлитель L=5 м	Круг В2-И-18-ГОСТ 2590-2006 Ст3 сп ГОСТ 535-2005	3	2	шт.

60-01-2НИПИ/2023-ТКР-Г					
Реконструкция нефтегазопровода от куста №2 до т.бр. к.2 н.м. им. А.Алабужина					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Лопатин			<i>Лопатин</i>	08.11.23
Пров.	Коровин			<i>Коровин</i>	08.11.23
Н.контр.	Аминова			<i>Аминова</i>	08.11.23
ГИП	Шестопалова			<i>Шестопалова</i>	08.11.23
Нефтеоборный коллектор от «к.2 до т.бр. к.2»				Стадия	Лист
				п	10
Молниезащита и заземление. Узел 5. ПК45+11.00 М 1:500				ООО "ПроектиИнжинирингНефть"	

Инв.№ подл. Погр. и дата Взам.инв.№