

«НЕФТЕПРОВОД КУСТ №3 – ДНС-2» ПРИСКЛОНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ»

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

Часть 1 «Нефтегазопроводы»

101-21-ТКР1

Том 3.1

**«НЕФТЕПРОВОД КУСТ №3 – ДНС-2» ПРИСКЛОНОВОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ»**

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

Часть 1 «Нефтегазопроводы»

101-21-ТКР1

Том 3.1

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

Генеральный директор

Главный инженер проекта






В.Л. Писарев

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
101-21-ТКР1-С	Содержание тома	2 л.
101-21-ТКР1.ТЧ	Текстовая часть	70 л.
	Графическая часть	
101-21-ТКР1.ГЧ1	Нефтегазопроводы	
	Лист 1 - Технологическая схема	
101-21-ТКР1.ГЧ2	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	10 л.
	Лист 1 - Узел 1	
	Лист 2 - Узел 2	
	Лист 3 - Узел 3	
	Лист 4 - Узел 4	
	Лист 5 - Узел 5	
	Лист 6 - Сваи Св1-Св4	
	Лист 7 - Панель ограждения Пл1	
	Лист 8 - Калитка Кл1	
	Лист 9 - Стойка Ст1	
	Лист 10 - Узлы ограждения	
101-21-ТКР1.ГЧ3	Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2	4 л.
	Лист 1 - Узел 1	
	Лист 2 - Узел 2	
	Лист 3 - Узел 3	
	Лист 4 - Сваи Св2,Св4	
101-21-ТКР1.ГЧ4	Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗАН№4	4 л.
	Лист 1 - Узел 1	
	Лист 2 - Узел 2	
	Лист 3 - Узел 3	

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

101-21-ТКР1-С					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.		Габитов			01.04.22
Н.контр.		Иванов			01.04.22
ГИП		Писарев			01.04.22
Содержание тома			Стадия	Лист	Листов
			П	1	2
ООО "ИЦ "Проектор"					

Обозначение	Наименование	Примечание
	Лист 4 - Сваи Св2,Св4	
101-21-ТКР1.ГЧ5	Нефтегазопровод УЗА N12 (Р-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровода куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения	4 л.
	Лист 1 - Узел 1 ПК0+00	
	Лист 2 - Узел 2 ПК28+00	
	Лист 3 - Узел 3 ПК49+75	
	Лист 4 - Сваи Св1-Св4	
	Общее количество листов документов, включенных в том	94 л.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата

101-21-ТКР1-С

Лист

2

Содержание текстовой части

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство, реконструкция, капитальный ремонт линейного объекта	3
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта	6
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта.....	8
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта.....	13
5	Сведения о категории и классе линейного объекта	14
6	Сведения о проектной мощности линейного объекта	15
7	Гидравлический расчет	17
8	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	19
8.1	Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость	19
8.1.1	Расчет трубопроводов на прочность.....	20
8.1.2	Расчёт трубопроводов на продольную устойчивость	21
8.1.3	Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов.....	24
8.1.4	Расчет ореола оттаивания	25
8.2	Основные технические решения	28
8.3	Запорная арматура	31
8.4	Конструктивные и объемно-планировочные решения	33
8.5	Конструктивные решения	36
8.5.1	Основные решения по прокладке.....	36
8.5.2	Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями	39
8.5.3	Пересечения с воздушными линиями электропередач	40
8.5.4	Пересечения трубопроводов с автомобильными дорогами	41
8.5.5	Переходы через водные преграды.....	43
8.6	Изоляция трубопроводов	45
8.7	Электрохимзащита.....	47

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

						101-21-ТКР1.ТЧ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Габитов			01.04.22		П	1	70
Н.контр.		Иванов			01.04.22		ООО "ИЦ "Проектор"		
ГИП		Писарев			01.04.22				

8.8	Балластировка трубопроводов.....	47
8.9	Технические решения по диагностике трубопроводов.....	49
8.10	Очистка трубопроводов	51
8.11	Испытания трубопроводов.....	52
8.12	Контроль качества и операционный контроль	55
9	Перечень мероприятий по энергосбережению	59
10	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства, реконструкции линейного объекта.....	60
11	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	61
11.1	Сведения о расчетной численности персонала и профессионально-квалификационном составе работников с учетом применяемого оборудования.....	61
11.2	Организация, оснащение и обслуживание рабочих мест	63
12	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	64
13	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона "О транспортной безопасности"	65
14	Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях.....	66
15	Сокращения.....	67
16	Ссылочные нормативные документы.....	68

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			101-21-ТКР1.ТЧ						2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

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

В административном отношении объект изысканий расположен в Тюменской области, Ямало-Ненецком автономном округе, Пуровском районе на Присклоновом месторождении, Усть-Пурпейского лицензионного участка. Объект производства работ расположен в 51 км на юго-запад от г. Тарко-Сале, в 36 км на северо-восток от г. Губкинский. Ближайший населенный пункт п. Пурпе, расположенный в 22,5 км на юг от района изысканий.

По схеме физико-географического районирования Тюменской области Н.А. Гвоздецкого и других авторов район расположен в Пур-Тазовской провинции лесной равнинной широтно-зональной области Западно-Сибирской равнины.

Поверхность равнины относительно плоская, местами заболоченная с большим количеством спущенных озёрных котловин. Озерность (в основном небольшие неглубокие озёра) местами достигает 30-40 %. Там, где рельефообразующие осадки представлены песками, отмечаются мелкие холмы, а в прибортовых участках распространены крупные песчаные раздувы.

Абсолютные отметки района изысканий изменяются от 30 мБС до 60 мБС. Рельеф частично спланированный и равнинный, с углами наклона поверхности рельефа 2°.

Климатические характеристики.

Климат района изысканий согласно ГОСТ 16350-80 по воздействию на технические изделия и материалы определен как «холодный». СП 131.13330.2020 относит участок работ к строительному району ІД.

Климат района характеризуется суровой, продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом, поздними весенними и ранними осенними заморозками, коротким безморозным периодом, резким колебанием температур в течение года, месяца и даже суток.

Климатическая характеристика района работ составлена по ближайшей м/с Тарко-Сале, согласно СП 131.13330.2020. Участок работ находится в 52 км юго-западнее от м/с Тарко-Сале.

Средняя годовая температура воздуха в районе работ составляет минус 5,6 °С. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 25,2 °С. Абсолютный минимум температуры наблюдался в январе и составил минус 55 °С.

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца, января составляет минус 29,2°С. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца, июля составляет плюс 21,4°С.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							3

Самым теплым месяцем является июль. Средняя месячная температура июля составляет плюс 16,3°C. Абсолютный максимум температуры плюс 36 °С.

Температура воздуха наиболее холодных суток, обеспеченностью 0,92 минус 50 °С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 минус 47 °С.

Средняя годовая относительная влажность воздуха в районе изысканий составляет 77 %.

Продолжительная зима способствует значительному накоплению снега. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова – первая декада октября, средняя дата разрушения устойчивого снежного покрова – вторая половина мая . Снежный покров сохраняется в среднем 224 дня.

Средняя высота снежного покрова из наибольших за зиму на открытом месте составляет 34 см. Максимальная декадная высота 5 % обеспеченности равна 87 и 99 см.

Наибольшая глубина промерзания торфяной залежи не превышает 1,0 м. Нормативная глубина сезонного промерзания составляет для торфа 0,6–1,2 м, для глинистых грунтов от 1,2–1,8 до 2,7 м, для песков – до 2,5–3,5 м от поверхности земли.

Основными характеристиками атмосферных нагрузок являются их нормативные значения: снеговой нагрузки, ветровой нагрузки, гололёдной нагрузки. Нагрузки и воздействия приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Нагрузки и воздействия

Наименование параметра	Значение показателя	Обоснование (источник информации)
Нормативное значение веса снегового покрова для снегового района	2,5 кПа V	СП 20.13330.2016
Нормативное значение ветрового давления для ветрового района	0,23 кПа I	СП 20.13330.2016
Нормативная толщина стенки гололеда	5 мм II	СП 20.13330.2016
Климатический район по воздействию климата на технические изделия и материалы	I ₂ – холодный	ГОСТ 16350-80
Климатический подрайон строительства	I Д	СП 131.13330.2020
Зона влажности территории России	2-нормальная	СП 50.13330.2012

Гидрология и гидрография.

Проектируемый нефтегазопровод т.вр. куст №3 - т.вр. куст №2 пересекает ручей б/н на ПК11+0,27. Ручей б/н является левым притоком р. Хыльмигьяха. Ручей б/н берет начало из болотного массива расположенного на склоне долины с р. Хыльмигьяха, течет преимущественно в юго-восточном направлении. Ручей б/н в суровые зимы перемерзает.

Заболоченность ручья – 100%, ширина в месте перехода – 1,15 м, глубина – 0,5 м, скорость течения – 0,05 м/с.

Проектируемый нефтегазопровод т.вр. куст №2 - т.вр. ДНС-2 пересекает:

– р. Хыльмигьяха на ПК10+95,92;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

					101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
						4

- ручей б/н на ПК27+3,83;
- р. Валежьяха на ПК39+63,82.

Река Хыльмигьяха течёт на северо-восток, впадает в Пур через 6 км после его образования. По берегам множество болот и мелких озёр.

Залесенность реки – 16%, ширина в месте перехода – 4,2 м, глубина – 1,0 м, скорость течения – 0,19 м/с.

Ручей б/н берет начало из болотного массива, течет преимущественно в восточном направлении и впадает в озеро б/н. Ручей б/н в суровые зимы перемерзает.

Заболоченность ручья – 100%, ширина в месте перехода 1,05 м, глубина – 0,5 м, скорость течения – 0,13 м/с.

Река Валежьяха берёт начало из озера б/н, течет преимущественно в юго-восточном направлении и впадает в реку Пурпе. Река в суровые зимы перемерзает.

Заболоченность реки – 100%, ширина – 2,15 м, глубина – 1,0 м, скорость течения – 0,17 м/с.

Проектируемый нефтегазопровод Нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения пересекает:

- ручей б/н на ПК32+69;
- ручей б/н на ПК32+80.

Ручей б/н на ПК32+69 берет начало из озера Яганто, течет преимущественно в юго-восточном направлении и впадает ручей б/н, левый приток р. Холокуяха. Ручей б/н в суровые зимы перемерзает. Карчеход, ледоход и наледи на ручье б/н отсутствуют.

В расчетном створе заболоченность – 100%, ширина ручья в месте перехода 4,95 м, глубина – 0,5 м, скорость течения ручья 0,09 м/с.

Ручей б/н на ПК32+80 берет начало из озера б/н, течет преимущественно в южном направлении и впадает ручей б/н. Ручей б/н в суровые зимы перемерзает. Карчеход, ледоход и наледи на ручье б/н отсутствуют.

В расчетном створе заболоченность – 100%, ширина ручья в месте перехода 1,4 м, глубина – 0,2 м, скорость течения ручья 0,05 м/с.

Во время рекогносцировочного обследования рек Хыльмигьяха, Валежьяха и ручьев б/н было выявлено следующее: берега хорошо задернованы, и покрыты моховой и кустарничковой растительностью. Плановых деформаций не выявлено. Карчеход, ледоход и наледи отсутствуют.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							5

- нормативный угол внутреннего трения – 34 градусов;
- нормативное удельное сцепление – 3 кПа;
- модуль деформации – 32 МПа;
- расчетное сопротивление – 200 кПа.

ИГЭ-2а Песок мелкий средней плотности водонасыщенный. Грунт вскрыт локально по трассе нефтегазопровода УЗА №12 (Р-155) Губкинского месторождения–куст №3-ДНС-2 Присклонового, на участках ПК0 – ПК13+10, ПК14 – ПК28+31, ПК33+10 – ПК38+20, с глубины 0,0 до 3,6 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- плотность грунта природной влажности – 1,98 г/см³;
- нормативный угол внутреннего трения – 34 градусов;
- нормативное удельное сцепление – 3 кПа;
- модуль деформации – 32 МПа;
- расчетное сопротивление – 200 кПа.

ИГЭ-4.1 Супесь пылеватая пластичная. Грунт вскрыт локально, в виде линз и небольших слоев по участкам трассы, в верхней части разреза. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 – т.вр. ДНС-2 грунт вскрыт на ПК18+54 – ПК25+30 с 0,5 до 2,5, вскрытая мощность 0,5 - 2,0 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- показатель текучести – 0,65 д.ед.;
- нормативный угол внутреннего трения – 21 градусов;
- нормативное удельное сцепление – 11 кПа;
- модуль деформации – 10 МПа;
- расчетное сопротивление – 180 кПа.

ИГЭ-4 Супесь пылеватая текучая. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 – т.вр. ДНС-2 грунт вскрыт на: ПК13+50 – ПК15+50 с 4,2 до 5,2 м; ПК18+54 – ПК22+20 с 2,5 до 4,5 м; ПК41+50 – ПК43+50 с 3,5 до 4,5 м; ПК48 – ПК50 с 1,3 до 1,8 м; ПК62+50 – ПК68 с 1,9 до 2,5 м, ПК74+80 с 3,0 до 3,5 м; ПК87+50 и до конца трассы с глубины 3,5 до 4,6 м. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №3 – т.вр. куст №2 на участке ПК4 – ПК8 с 2,0 до 3,5 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- показатель текучести – 1,67 д.ед.;
- расчетное сопротивление – 150 кПа.

ИГЭ-5 Суглинок пылеватый мягкопластичный. Грунт вскрыт повсеместно по участкам трассы в нижней части разреза, залегает обычно под торфяными отложениями либо под песком мелким. Интервал вскрытия грунта с 1,7 м до 10,0 и 15,0 м. Вскрытая мощность слоя до 8,3 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							9

- плотность грунта природной влажности – 1,93 г/см³;
- показатель текучести – 0,67 д.ед.;
- нормативный угол внутреннего трения – 19 градусов;
- нормативное удельное сцепление – 19,8 кПа;
- модуль деформации – 9 МПа;
- расчетное сопротивление – 190 кПа.

ИГЭ-6 Суглинок пылеватый тугопластичный. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 – т.вр. ДНС-2 грунт вскрыт на: ПК2+34 – ПК3+16, ПК11+80 – ПК13 с 2,0 до 3,0 м; ПК56+19 – ПК58+70 с 1,5 до 3,5 м; ПК73 – ПК75+50 с 3,5 до 10,0 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- плотность грунта природной влажности – 2,00 г/см³;
- показатель текучести – 0,43 д.ед.;
- нормативный угол внутреннего трения – 23 градусов;
- нормативное удельное сцепление – 26,5 кПа;
- модуль деформации – 19 МПа;
- расчетное сопротивление – 220 кПа.

ИГЭ-7 Суглинок текучепластичный. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 – т.вр. ДНС-2 грунт вскрыт на: ПК19 – ПК23 с 4,5 до 10,0 м; ПК44 – ПК47 с 2,5 до 3,0 м; ПК84 - ПК88 с 2,8 до 10,0 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- плотность грунта природной влажности – 1,89 г/см³;
- показатель текучести – 0,86 д.ед.;
- нормативный угол внутреннего трения – 15 градусов;
- нормативное удельное сцепление – 15,0 кПа;
- модуль деформации – 7 МПа;
- расчетное сопротивление – 130 кПа.

ИГЭ-1м Торф слаборазложившийся пластичномерзлый сильнольдистый при оттаивании очень влажный. Грунт вскрыт локально:

- по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №3 – т.вр. куст №2 грунт вскрыт на участке ПК1+20 – ПК4+50 с глубины 2,6 м до 10,0 м, на участках ПК8 – ПК10+70 и ПК12 – ПК13, с глубины 2,6 м;
- по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №5 – УЗА №4 на участке ПК6+58 – ПК13+46 с глубины 2,7 м;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							10

- плотность мерзлого грунта – 2,01 г/см³;
- суммарная льдистость – 0,589 д.ед;
- коэффициент теплопроводности мерзлого/талого грунта – 1,47/1,66 Вт/(м·°С);
- объемная теплоемкость мерзлого/талого грунта - 3,06/2,29 Дж/(м³·°С)¹⁰⁻⁶;
- льдистость за счет льда-цемента – 0,368 д.е.;
- модуль деформации – 6,5 МПа;
- коэффициент сжимаемости – 0,122 МПа⁻¹
- предельно длительное значение эквивалентного сцепления – 0,108 МПа;
- сопротивление срезу по поверхности смерзания – 0,110 МПа;
- расчетное сопротивление – 150 кПа.

По трассам трубопроводов наличия блуждающих токов по результатам полевых геофизических изысканий зафиксировано не было.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали по удельному электрическому сопротивлению в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 таблица 1 - средняя-высокая.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			101-21-ТКР1.ТЧ						12
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

6 Сведения о проектной мощности линейного объекта

В соответствии с заданием на проектирование предусмотрено:

– строительство нефтегазопровода т.вр. куст №5–УЗА№4. Нефтегазопровод запроектирован от точки врезки в районе куста №5 с устройством запорной арматуры (УЗА№2), до подключения к перспективной задвижке узла (УЗА№4) запроектированного в трассе нефтегазопровода т.вр. куст №3-т.вр. куст №2. По трассе на ПК 7+25 запроектирован узел задвижек (УЗА №3), для перспективного подключения куста №28;

– строительство нефтегазопровода т.вр. куст №3-т.вр. куст №2. Нефтегазопровод запроектирован от точки врезки в районе куста №3 с устройством запорной арматуры (УЗА№1), до подключения к перспективной задвижке узла (УЗА№5) в районе куста №2 запроектированного в трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2. По трассе на ПК 9+57 запроектирован узел задвижек (УЗА №4), для подключения нефтегазопровода т.вр. куст №5–УЗА№4;

– строительство нефтегазопровода т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2. Нефтегазопровод запроектирован в районе куста №2 с устройством запорной арматуры (УЗА№5), до подключения к существующему узлу (УЗА №10) в районе ДНС-2 Присклонового месторождения с устройством отсекающих задвижек. По трассе на ПК 48+18 запроектирован узел задвижек (УЗА №6), для перспективного подключения куста №11; на ПК 57+43 запроектирован узел задвижек (УЗА №7), для подключения нефтегазопровода от кустов №№12, 16 и разведочной скважины Р-170; на ПК 95+08 запроектирован узел задвижек (УЗА №9), для подключения к существующему нефтегазопроводу на ДНС-22;

– строительство нефтегазопровода УЗА N12 (Р-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения. Нефтегазопровод запроектирован от врезки в ранее запроектированный трубопровод «т.вр. К-6 - т.вр. ДНС-2», с устройством узла (УЗА№12), до подключения к трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2 через узел (УЗА№8). По трассе на ПК 28+00 запроектирован отсекающий узел задвижек (УЗА №11).

Строительство нефтегазопроводов предусматривается несколькими этапами, ввод и строительство, которых производится независимо друг от друга. По усмотрению Заказчика может быть принят любой порядок строительства и ввода объектов в эксплуатацию.

Наименование участков, техническая характеристика и производительность трубопроводов приведена в таблице 3.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							15

Таблица 3 – Характеристика трубопроводов

Наименование трубопровода	Транспортируемый продукт	Объем перекачки, м ³ /сут.	Диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Протяженность трассы, м
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	Нефтегазоводная смесь	1297	219x8	4,0	9589
Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2	Нефтегазоводная смесь	48,2	114x8	4,0	1944
Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗА№4	Нефтегазоводная смесь	42,5	114x8	4,0	1347
Нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения	Нефтегазоводная смесь	351	219x8	4,0	4975

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

16

7 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет нефтегазопроводов, транспортирующих продукцию скважин в двухфазном состоянии, выполнен в программе PIPESIM 2017.2.

Исходные данные для гидравлического расчета нефтегазопроводов приведены в таблице 4.

Таблица 4 - Исходные данные для гидравлического расчета

Показатели	Среднее значение		
	Прискло- новое м/р	Крещен- ское м/р	от УПСВ
Плотность газа кг/м ³	1,014	1,016	-
Вязкость нефти при 20°С, мм ² /с	3,53		
Вязкость нефти при 50°С, мм ² /с	2,05		
Температура смеси в условиях транспорта °С (среднее значение)	20		
Плотность безводной нефти кг/м ³	822	816	
Газовый фактор м ³ / т	364	360	-
Давление насыщения МПа	20	22,9	-
Плотность пластовой воды (среднее значение) кг/м ³	1000	1014	1014

Результаты гидравлического расчета трубопроводов приведены в таблицах 5.

Расчетная схема нефтегазопроводов приведена на рисунке 1.

Таблица 5 - Результаты гидравлического расчета

Наименование участка (начало-конец)	Длина трубы (м)	Расход жидкости (м ³ /сут)	Расход нефти (т/сут)	Средняя обвод-ненность	Диаметр трубы (мм)	Толщина стенки (мм)	Средняя скорость жидкости (м/с)	Давление в начале участка (МПа)	Давление в конце участка (МПа)	Перепад давления (МПа)
Куст№26–УЗАН№2	480	40	29,5	28	114	8	0,38	1,30	1,28	0,02
Куст№5–УЗАН№2	62	10	6,5	36	114	8	0,07	1,28	1,28	0,00
УЗАН№2–УЗАН№3	725	50	36,0	29,6	114	8	0,39	1,28	1,26	0,02
Куст№28–УЗАН№3	100	10	6,5	36	114	8	0,05	1,26	1,26	0,00
УЗАН№3–УЗАН№4	621	60	42,5	30,7	114	8	0,49	1,26	1,23	0,03
Куст№3–УЗАН№1	91	11	5,7	50	114	8	0,05	1,24	1,24	0,00
УЗАН№1–УЗАН№4	957	11	5,7	50	114	8	0,05	1,24	1,23	0,01
УЗАН№4–УЗАН№5	987	71	48,2	47	114	8	0,62	1,23	1,18	0,05
Куст№2–УЗАН№5	150	195	101,2	50	159	8	0,71	1,19	1,18	0,01
Куст№25–УЗАН№5	150	45	32,9	28	114	8	0,47	1,19	1,18	0,01
УЗАН№5- УЗАН№7	5743	311	182,3		219	8	0,51	1,18	1,04	0,14
Р-170-т.вр.Р-170	175	320	36,0	89	114	8	1,36	1,21	1,18	0,03
Куст№12 – т.вр.Р-170	1064	315	4,0	99	114	8	0,61	1,25	1,18	0,07
т.вр.Р-170-УЗАН№7	1700	635	40,0	94	159	8	1,00	1,18	1,04	0,14
УЗАН№7- УЗАН№8	929	946	252,3	77,2	219	8	1,39	1,04	0,96	0,08
УПСВ Крещенского - УЗАН№11	8474	238	232	2	219	8	0,09	0,99	0,99	0,00
Р-155-КУН№7	125	113	34	70	89	8	1,5	1,03	0,99	0,04

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

17

Наименование участка (начало-конец)	Длина трубы (м)	Расход жидкости (м³/сут)	Расход нефти (т/сут)	Средняя обводненность	Диаметр трубы (мм)	Толщина стенки (мм)	Средняя скорость жидкости (м/с)	Давление в начале участка (МПа)	Давление в конце участка (МПа)	Перепад давления (МПа)
КУ№7-УЗАН№11	65	113	34	70	219	8	0,12	0,99	0,99	0,00
УЗАН№11- УЗАН№8	4975	351	266	23,9	219	8	0,22	0,99	0,96	0,03
УЗАН№8-УЗАН№9	2836	1297	518,3	62,8	219	8	1,8	0,96	0,59	0,37
УЗАН№9-УЗАН№10	81	1297	518,3	62,8	219	8	2,4	0,59	0,57	0,02
УЗАН№10-ДНС-2	100	1297	518,3	62,8	219	8	2,4	0,57	0,55	0,02

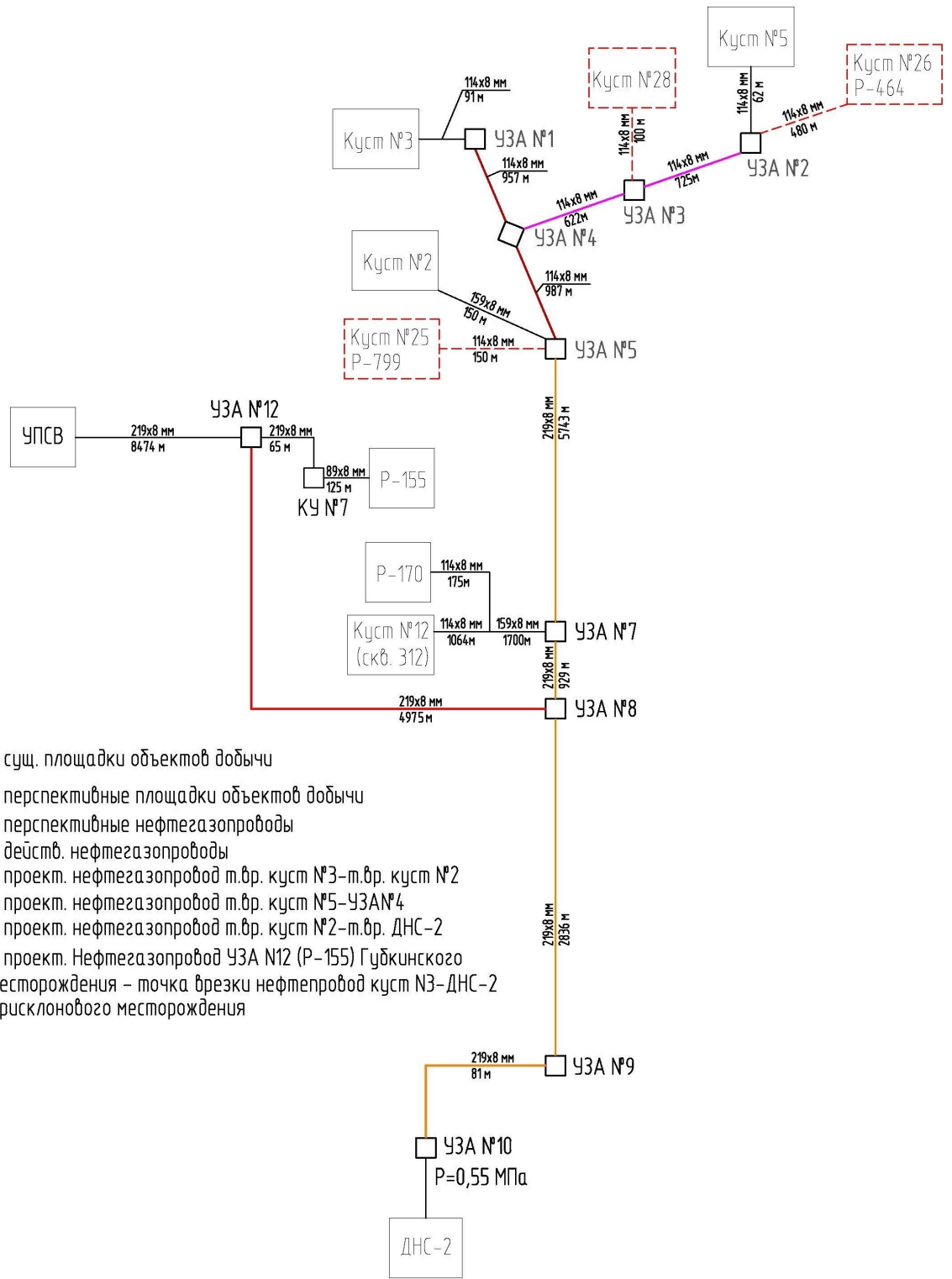


Рисунок 1 Расчётная гидравлическая схема

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

18

Трубы должны соответствовать требованиям СП 284.1325800.2016 (п.11.1) по габаритным размерам, овальности, допустимым отклонениям по наружному диаметру и т.д.

Необходимая надежность трубопровода обеспечивается:

- применением труб из сталей улучшенных технических характеристик и повышенной коррозионной стойкости с заводским внутренним эпоксидным и наружным экструдированным полиэтиленовым покрытием, с толщинами стенок, превышающими расчетные;
- проведением строгого контроля качества поступающих для обустройства материалов и оборудования;
- проведением тщательного контроля выполнения строительно-монтажных работ;
- выбор оптимальных диаметров для создания наиболее экономичного режима перекачки.

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

8.1.1 Расчет трубопроводов на прочность

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с требованием СП 284.1325800.2016 из условия фиксации трубопроводов (сварка последнего стыка, сварка захлестов протяженных участков, засыпка трубопровода и т.д.) при температуре наружного воздуха не ниже минус 30 °С.

В соответствии с требованиями п.12.5, 12.6 СП 284.1325800.2016 при расчетах учитывались как отдельные нагрузки и воздействия на трубопроводы, так и их сочетание постоянные, временные длительные, кратковременные.

Расчёт толщины стенки стального промышленного трубопровода (расчёт на прочность) производится согласно п.13.2 СП 284.1325800.2016 по формуле (1)

$$t = \frac{y_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2(R + 0,6 \cdot y_f \cdot p_n)} \quad (1)$$

где t – расчетная толщина стенки

y_f – коэффициент надежности по нагрузке, (табл.6 СП 284.1325800.2016);

p_n - давление расчетное, МПа;

d_e – диаметр наружный, мм;

η - коэффициент несущей способности;

R - расчетное сопротивление (МПа) и определяется по формуле (2)

$$R = \min \left[\frac{R_{un} \cdot y_c}{y_m \cdot y_n}, \frac{R_{yn} \cdot y_c}{0,9 \cdot y_n} \right], \quad (2)$$

где y_c – коэффициент условий работы, (табл.4 СП 284.1325800.2016);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата
						Инов. № подл.

где q – предельное погонное перемещение трубопровода вверх, МН/м;

p_0 – расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

Предельное погонное перемещение трубопровода вверх q вычисляется по формуле (5)

$$q = w + q_s, \quad (5)$$

где w – погонный вес трубопровода, МН/м;

q_s – предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м.

Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода q^*_s должна вычисляться:

– для песчаных и других несвязных грунтов по формуле (6)

$$q^*_s = \gamma \cdot H \cdot D \cdot \left(1 + k_{H.c.} \cdot \frac{H}{D} \right) \quad (6)$$

– для глинистых и других связных грунтов по формулам (7) и (8):

$$q^*_s = k_{H.c.} \cdot c \cdot D, \quad (7)$$

$$k_{H.c.} = \min \left\{ 3,0; \frac{H}{D} \right\}, \quad (8)$$

где γ - расчетный удельный вес грунта засыпки, МН/м³;

H - глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы, м;

D - диаметр наружный трубопровода, м;

$k_{H.c.}$ - коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов определяется экспериментальным способом; если отсутствуют надежные данные, то следует принимать равным 0,5 для плотных грунтов и 0,1 для слабонесущих грунтов;

$k_{H.c.}$ - коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов;

c - сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное), МПа.

Для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных деформаций, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода S , МН, вычисляется по формуле (9)

$$S = \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta T \cdot A_s + (1 - 2 \cdot \mu_0) \cdot A_t \cdot \gamma_{fp} \cdot P, \quad (9)$$

где α - коэффициент линейного расширения материала труб, (°C);

E_0 - модуль упругости материала труб, МПа;

ΔT - температурный перепад, °C;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							22

μ_0 - коэффициент Пуассона материала труб;

A_s - площадь поперечного сечения трубы (стали), м² ;

A_i - площадь поперечного сечения трубопровода "в свету", м² ;

p - рабочее давление, МПа;

γ_{fp} - коэффициент надежности по внутреннему давлению.

$\sigma_{кц}$, МПа - кольцевые напряжения от внутреннего давления определяемые согласно СП 36.13330.2012 (п.12.4.2) по формуле (10)

$$\sigma_{кц} = \frac{n P_{раб} D_{вн}}{2\delta} \quad (10)$$

Исходные данные и результаты расчёта продольной устойчивости нефтегазопроводов на суходольных участках приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты расчета продольной устойчивости нефтегазопроводов

Название величины	Обозначение	Ед. изм.	Значение	
Диаметр трубопровода	D_n	мм	114	219
Толщина стенки трубопровода	δ	мм	8	
Рабочее давление	p	МПа	4	
Радиус упругого изгиба в продольном направлении	R	м	200	
Коэффициент условий работы трубопровода	y_c	-	0,6	
Модуль упругости материала труб	E_0	МПа	206000	
Коэффициент линейного температурного расширения	α	°C ⁻¹	0,000012	
Коэффициент Пуассона грунта	μ_0	-	0,3	
Глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы	H	м	0,8	
Коэффициент надежности по внутреннему давлению	γ_{fp}	-	1,15	
Расчетный температурный перепад	Δt	°C	30,0	
Коэффициент учета высоты засыпки для грунтов определяется	k_{Hs}	-	0,5	
Коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов	k_{Hc}	-	3,0	
Сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное)	c	МПа	0,016	
Площадь поперечного сечения трубы (стали)	A_s	м ²	0,00266	0,0053
Поперечного сечения трубопровода "в свету"	A_i	м ²	0,0075	0,0323
Погонный вес трубопровода	w	МН/м	0,00020	0,0004
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода	q_s	МН/м	0,00547	0,105
Критическое продольное усилие	$N_{кр}$	МН	0,422	0,812
	$y_c N_{кр}$	МН	0,3	0,5
Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода	$S_{экв}$	МН	0,211	0,453
Проверка условия $S \leq N_{cr} y_c$	-	-	Да	Да

Согласно результатам расчёта нефтегазопроводов на продольную устойчивость при расчётных температурных перепадах и рабочем давлении $P_{раб.} = 4,0$ МПа, эквивалентное

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

101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

23

продольное усилие меньше критического. Таким образом, при минимальной глубине трубопроводов до верха, равной для нефтегазопроводов 0,8 м продольная устойчивость трубопроводов обеспечивается.

Расчёт продольной устойчивости трубопроводов на болотах не производится, поскольку торф обладает незначительным сопротивлением поперечным перемещениям трубопроводов.

8.1.3 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.

Согласно исследований по определению скорости коррозии, предоставленных заказчиком, скорость образцов свидетелей - 0,15 мм/год.

При условии выполнения всех принятых в проектной документации решений максимально возможный (расчетный) срок службы трубопровода с учетом отбраковочной толщины, прибавки на утонение стенки, скорости коррозии трубной стали, вычисляются по формуле (11)

$$T = \frac{S - C_1 - S_r}{V_c} \quad (11)$$

где S — номинальная (принятая) толщина стенки, мм;

C₁ — прибавка на утонение стенки (не более 12,5% от номинальной толщины стенки для трубопроводов марки стали 09Г2С, и не более 10% для трубопроводов марки стали 13ХФА по ТУ 14-ЗР-1471-2002), мм;

S_r — отбраковочная толщина стенки согласно расчетной по СП 284.1325800.2016, но не менее указанной в таблице 1, приложение 8 ФНИП в ОПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 15.12.2020 г №534, мм;

V_c — скорость коррозии трубной стали, мм/год.

Результаты расчета срока службы трубопроводов приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Результаты расчетов отбраковочных толщин стенок трубопровода

Диаметр, мм	Марка стали	Толщина стенки, мм			Скорость коррозии (V _c), мм/год	Расчетный срок службы (T), лет	Принят назначенный срок службы, лет
		S	C ₁	S _r			
114	09Г2С	8	1	3	0,15	26	20
219	09Г2С	8	1	3	0,15	26	20
219	13ХФА	8	0,8	3	0,15	28	20

Согласно ФНИП «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности», утвержденных приказом ФСЭТАН от 20.10.2020 № 420 (п.23, п.35, п.36) по достижении гарантированного срока службы дальнейшая эксплуатация устройств, оборудования и

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							24

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.

8.1.4 Расчет ореола оттаивания

Проектируемый нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения пересекает участки ММГ.

При строительстве трубопроводов в местах распространения ММГ необходимо учитывать, что под воздействием теплового поля трубопроводов они оттаивают и могут дать просадку.

Расчет ореолов оттаивания производится по СП 25.13330.2012 приложение Н.

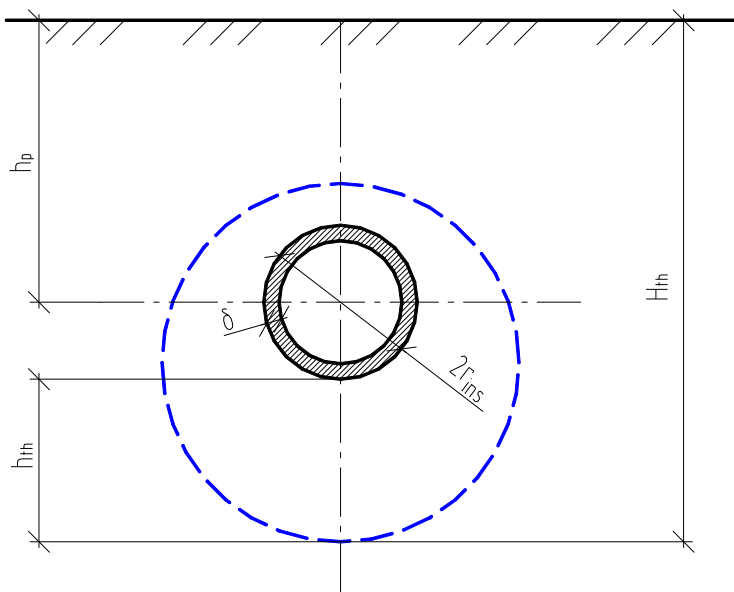


Рисунок 2 - Расчетная схема

Исходные данные по температурным поперечникам, грунтам и геологическим поперечникам (колонкам) приняты по данным инженерно-геологических изысканий и приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Исходные данные для расчета ореола оттаивания

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Радиус трубы включая теплоизоляцию	r_{ins}	м	0,1495
Радиус трубы без теплоизоляции	r_p	м	0,1095
Толщина теплоизоляции	δ	м	0,04
Средняя глубина заложения оси трубопровода	h_p	м	1

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

101-21-ТКР1.ТЧ					Лист
					25

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	Значение
Коэффициент теплопроводности талого грунта	λ_{th}	Вт/(м·°С)	0,81
Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта	λ_f	Вт/(м·°С)	1,33
Среднегодовая температура ММГ	T_0	°С	-0,19
Температура начала оттаивания грунта	T_{bf}	°С	-0,11
Расчетный период	t	ч	175200
Среднегодовая температура продукта внутри трубы	T_{pr}	°С	20
Удельная теплота фазовых превращений воды	L_0	Вт·ч/кг	93
Плотность мерзлого грунта	ρ_f	кг/м ³	1080
Суммарная влажность грунта	W_{tot}	дол. ед.	11,957
Влажность за счет незамерзшей воды	W_w	дол. ед.	0,0135
Коэффициент теплопроводности изоляции	λ_{ins}	Вт/(м·°С)	0,03
Теплоемкость талого грунта	C_{th}	кВт·ч/м ³ ·°С	4,63
Теплоемкость мерзлого грунта	C_f	кВт·ч/м ³ ·°С	3,24

Глубина оттаивания многолетнемерзлых грунтов под трубопроводом, отсчитываемая от дневной поверхности рассчитывается по формуле:

$$H_{th} = \xi_t \cdot r_{ins} \text{ при } \beta_t \leq 0,1 \quad (12)$$

$$H_{th} = \xi_n \cdot r_{ins} \text{ при } \beta_t > 0,1$$

где H_{th} - глубина многолетнего оттаивания, отсчитываемая от дневной поверхности, м;

r_{ins} - радиус до внешней образующей изоляции трубы;

ξ_t , ξ_n — безразмерные глубины оттаивания под центром трубы, определяемые по номограммам в зависимости от безразмерных параметров m , I_t , β_t .

Безразмерные параметры m , L_t , β_t определяются следующим образом:

$$m = \frac{h_p}{r_{ins}}, \quad (13)$$

$$I_t = \frac{\lambda_{th}(T_{ins} - T_{bf})t}{4L_v \cdot r_{ins}^2}, \quad (14)$$

$$\beta_t = -\frac{\lambda_f(T_0 - T_{bf})}{\lambda_{th}(T_{ins} - T_{bf})}, \quad (15)$$

где λ_{th} - коэффициент теплопроводности талого грунта, Вт/(м·°С);

λ_f - коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Вт/(м·°С);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							26

h_p - глубина заложения подземного трубопровода, считая от дневной поверхности до центра трубы, м.

T_{ins} - средняя годовая температура внешней поверхности кольцевой изоляции трубы, °С, определяется по формуле 18;

T_0 – среднегодовая температура ММГ, °С;

T_{bf} - температура начала промерзания-оттаивания грунта, °С;

t – расчетное время, ч;

L_v - удельные затраты тепла на оттаивание грунта, Вт·ч/м³, определяются по формуле 17;

L_{te} - эквивалентное безразмерное время.

Для ММГ сливающегося типа L_{te} принимается равным нулю.

$$L_v = L_0 \cdot \rho_f \frac{W_{tot} - W_w}{1 + W_{tot}} + 0,5 C_{th} \cdot T_{ins} - C_f \cdot T_0 \quad (16)$$

где L_0 - удельная теплота фазовых превращений воды, $L_0 = 93$ (Вт·ч)/кг;

ρ_f – плотность мерзлого грунта, кг/м³;

W_{tot} - суммарная влажность мерзлого грунта;

W_w - количество незамерзшей воды в мерзлом грунте при температуре T_0 ;

C_{th} , C_f - объемная теплоемкость талого и мерзлого грунта, Вт·ч/м³·°С;

λ_{ins} - коэффициент теплопроводности теплоизоляции, Вт/(м·°С);

$$T_{ins} = \left(T_{pr} + T_0 \frac{2\pi \cdot \lambda_{th} \cdot R_T}{A_p} \right) / \left(1 + \frac{2\pi \cdot \lambda_{th} \cdot R_T}{A_p} \right) \quad (17)$$

где R_T – коэффициент зависящий от толщины теплоизоляции:

$$R_T = \begin{cases} 0,0 & \text{при } \delta_{ins} = 0,0 \\ \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{ins}} \cdot \ln \frac{r_{ins}}{r_p} & \text{при } \delta_{ins} > 0,0 \end{cases} \quad (18)$$

где T_{pr} - среднегодовая температура продукта, °С;

A_p – коэффициент, определяющийся по формуле:

$$A_p = \ln \left(\frac{h_p}{r_{ins}} + \sqrt{\frac{h_p^2}{r_{ins}^2} - 1} \right) \quad (19)$$

Результаты расчёта ореола оттаивания грунта представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчета ореола оттаивания грунта

Наименование	Величина	Значение		Ед. изм.
		219 мм		
		без изоляции	с изоляцией	
Промежуточный коэффициент	A_p	2,9	2,57	-
Термическое сопротивление теплоизоляции	R_T	0,0	1,72	(м·°С)/Вт
Температура на наружной поверхности изоляции	T_{ins}	20	4,39	°С

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							27

Наименование	Величина	Значение		Ед. изм.
		219 мм		
		без изоляции	с изоляцией	
Удельные затраты тепла на оттаивание грунта	L_v	139499	103370	Вт·ч/м ³
Первый расчетный коэффициент	m	9,13	6,60	-
Второй расчетный коэффициент	β_t	0,01	0,03	-
Третий расчетный коэффициент	L_t	426	71	-
Коэффициент с графика номограммы	ζ_n или ζ_f	32	8,5	-
Глубина оттаивания от поверхности грунта	H_{th}	3,5	1,29	м
Глубина оттаивания под трубой	h_{th}	2,4	0,14	м

По результатам расчёта ореола оттаивания на ММГ, видно что применение теплоизоляционных скорлуп помогает максимально уменьшить ореол оттаивания ММГ, а применение подсыпки из непучинистого грунта толщиной 0,2 м исключит осадку трубопровода.

Решения по прокладке проектируемого трубопровода на участках ММГ приведены в п.8.4.1

8.2 Основные технические решения

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

Основные технические решения приняты на основании:

- задания на проектирование по объекту «Нефтепровод куст №3-ДНС-2» Присклонового месторождения;
- дополнение №1 к заданию на проектирование по объекту «Нефтепровод куст №3-ДНС-2» Присклонового месторождения;
- отчета по инженерным изысканиям, выполненным по заказу 101-21;
- гидравлического и прочностного расчета трубопроводов;

Основные нормативные документы, использованные при разработке раздела:

- СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
- ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше»;
- ФНИП в ОПБ от 15.12.2020 № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Принятые технические решения обеспечивают надежность и экологическую безопасность проектируемых трубопроводов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							28

Строительство нефтегазопроводов осуществляется в одну нитку. Прокладка трубопроводов предусмотрена подземным способом.

Район прохождения трассы трубопровода «Нефтегазопровод УЗА N12 (Р-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения» отличается сложным инженерно-геологическими условиями (наличие ММГ представленных торфом слаборазложившимся сильнольдистым) с относительной просадочностью более 0,1). Грунты имеют островное распространение и выявлены локально на участках ПК28+70...ПК33+30 и ПК38+26...ПК39+30. Общая протяженность участков составляет 550 м.

Проектируемые трубопроводы прокладываются параллельно существующим трубопроводам, линиям ВЛ, автодорогам.

Трассы трубопроводов проходят в общем коридоре коммуникаций.

Трассы нефтегазопроводов т.вр. куст №3-т.вр. куст №2, т.вр. куст №5—УЗА№4 и т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2 прокладываются в нарушение требований НТД, а именно:

– п. 8.5 СП 284.1325800.2016. При совместном расположении в одном коридоре трубопроводов, ЛЭП, линий связи и автомобильных дорог любого назначения: ЛЭП и линии связи необходимо размещать по одну сторону автомобильной дороги, а трубопроводы - по другую. Фактически прокладка проектируемых трубопроводов (т.вр. куст №3 - т.вр. куст №2 и т.вр. куст №2 - т.вр. ДНС-2) выполнена параллельно линии существующей ВЛ-6 кВ по одну сторону от существующей автомобильной дороги;

– п. 6.6 таблицы 7 СП 284.1325800.2016. При параллельном следовании трасс проектируемых трубопроводов (т.вр. куст №3 - т.вр. куст №2 и т.вр. куст №2 - т.вр. ДНС-2) вдоль автомобильной дороги расстояние между низом откоса автодороги и нефтегазопроводами диаметром менее 300 мм должно быть не менее 10 м. Фактическое расстояние – не менее 0,1 м;

– п. 8.7 таблицы 8 СП 284.1325800.2016. Расстояния между параллельными промышленными трубопроводами должны приниматься из условий обеспечения сохранности действующего трубопровода при строительстве нового трубопровода, безопасности при проведении работ и надежности объектов в процессе эксплуатации, но не менее значений, приведенных в таблице 8. При параллельной прокладке проектируемого нефтегазопровода (т.вр. куст №2 - т.вр. ДНС-2 (ПК85+05 - ПК85+70)) и действующего газопровода диаметром 159 мм фактическое расстояние между ними не менее 2 м в свету;

– п. 10.4.2 СП 284.1325800.2016. Угол пересечения трубопровода с железными и автомобильными дорогами должен быть максимально приближен к 90°, но не менее 60°. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 – т.вр. ДНС-2 (участок ПК1+51,6) предусматривается пересечение проектируемой автомобильной дороги под углом менее 60°;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							29

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.

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 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 трубопровода должны быть установлены предупредительные плакаты, запрещающие всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода.

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом ФСЭТАН от 15.12.2020 г № 534 (п.955) по трассам трубопроводов не реже чем через 1000 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, граница охранной зоны. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения перекачиваемой среды, перпендикулярно к трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси.

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

8.3 Запорная арматура

Для производства обслуживания и ремонта, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду проектной документацией предусмотрена установка УЗА. Размещение УЗА выполнено в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 (п.9.2.1 и п.9.2.2).

При расстановке УЗА учитывался минимум приведенных затрат на сооружение, техническое обслуживание, ремонт запорной арматуры и на ликвидацию разливов транспортируемой среды в случае возможных аварий, включая ущерб окружающей среде.

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

						101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		31

Подъезд к УЗА осуществляется по существующим и проектируемым круглогодичным автодорогам. Для беспрепятственного доступа персонала на УЗА предусматриваются съезды с автодорог.

Запорная арматура принята по каталогам Российских заводов, 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 для нефтегазопроводов приняты задвижки клиновые полнопроходные DN 50, 100, 150, 200 с ручным управлением и рабочим давлением 4,0 МПа. Присоединение арматуры к трубопроводу – фланцевое. Арматура поставляется с ответными фланцами, прокладками и крепежными деталями.

На УЗА нефтегазопроводов предусмотрены задвижки DN 50 PN 40, для выпуска воздуха и слива жидкости во время продувки и опрессовки.

Срок службы по данным заводов-изготовителей для задвижек составляет 30 лет. Отбраковка запорной арматуры производится в соответствии с таблицей 14.2 ГОСТ 32569-2013.

Принятая к применению трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям технических условий на изготовление, стандартам на поставку, иметь заводскую маркировку, сертификаты соответствия государственным стандартам России и разрешения на применение в нефтяной и газовой промышленности.

Арматура на нефтегазопроводах заземляется.

Для контроля давления в трубопроводах на УЗА, предусматривается установка манометров. Манометры применяются в условиях эксплуатации отрицательных температур (окружающая среда от минус 50 до плюс 60 °С). Для установки манометров предусмотрена бобышка под приварку и разделитель сред.

Для сохранения температурного режима трубопроводной системы надземные участки УЗА и подземные вертикальные участки теплоизолируются. Конструкция теплоизоляции приведена в пункте «Изоляция трубопроводов».

Для предотвращения несанкционированного проникновения, площадка УЗА имеет ограждение по периметру с калиткой, закрываемой на замок.

Конструктивное исполнение УЗА уточняется на стадии разработки рабочей документации.

Перечень решений по инженерной подготовке территории под УЗА приведен в разделе «Проект полосы отвода».

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

						101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		32

Параметры свай (сечение и длина) определены с учётом инженерно-геологических условий площадки строительства (высота насыпи, глубина сезонного промерзания грунта, характер грунтовых напластований, свойств грунтов основания и т. д.), а также конструктивных особенностей возводимых сооружений, нагрузок на фундаменты и их несущей способности. Длина и несущая способность свай определена расчетом.

При сезонном промерзании грунта на глубину более 0,5 м забивку свай производить в лидерные скважины диаметром равным диаметру сваи. Глубина лидерной скважины не должна превышать глубины сезонного промерзания.

Согласно СП 48.13330.2011 в процессе строительства должна выполняться оценка выполненных работ, результаты которых влияют на безопасность объекта, но в соответствии с принятой технологией становятся недоступными для контроля после начала выполнения последующих работ. Результаты приемки работ, скрываемых последующими работами, в соответствии с требованиями нормативной документации оформляются следующими актами освидетельствования скрытых работ:

- акт освидетельствования и приемки свайных полей;
- акт контрольного испытания свай;
- акт приемки нанесения антикоррозийного покрытия всех конструкций, соприкасающихся с грунтом;
- акт на заполнение полости сваи бетоном;
- акт о приемке электросварочных работ;
- акт на бурение и зачистку скважин.

Все сооружения, размещаемые на площадке строительства в соответствии с технологической схемой и генеральным планом, являются объектами основного производственного назначения.

Опоры для прокладки технологических трубопроводов, конструкции площадок и опор для размещения технологического оборудования выполнена из негорюемых материалов в соответствии с требованиями СП 43.13330.2012.

Проектной документацией предусмотрен ряд специальных мероприятий, направленных на увеличение срока службы строительных конструкций.

Выбор марок сталей выполнен в соответствии с требованиями СП 16.13330.2017 (СНиП П-23-81*) для I климатического района строительства (с расчетной температурой минус $45^{\circ}\text{C} > t \geq \text{минус } 55^{\circ}\text{C}$) климатического районирования согласно СП 131.13330.2012 и уровня ответственности сооружений - нормального.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							34

- для трубопровода DN100: Ризг. гор.=100 м, Ризг. верт.=100 м;
- для трубопровода DN 200: Ризг. гор.=200 м, Ризг. верт.=200 м.

Разработка траншей на минеральном грунте ведется одноковшовым экскаватором, засыпка осуществляется бульдозером.

Прокладку трубопроводов на болотах и обводненных участках следует производить преимущественно в зимнее время после замерзания верхнего торфяного покрова. В зимнее время, когда слабые грунты проморожены недостаточно для прохода землеройных машин, траншею разрабатывают по технологии летнего строительства.

Строительно-монтажные работы осуществляются с вдольтрассового проезда в зимнее время. В летнее время разработка и засыпка траншеи по болотам II типа предусматривается одноковшовыми экскаваторами со сланей.

Проектируемый нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения пересекает участки ММГ представленных торфом слаборазложившимся сильнольдистым на ПК28+70...ПК33+30 и ПК38+26...ПК39+30.

Основным критерием выбора способа прокладки трубопроводов в условиях распространения вечномерзлых грунтов является обеспечения минимального нарушения температурного и влажностного режимов грунтовых оснований, обеспечивающих прочность и устойчивость трубопроводов. При выборе способа прокладки на мерзлых грунтах учитывались следующие факторы:

- просадочность (пучинистость) грунта основания;
- характер распространения просадочных (пучинистых) грунтов в полосе трассы трубопроводов;
- криогенное строение грунтового основания;
- температура грунта;
- глубина деятельного слоя;
- расположения горизонта грунтовых вод и степени обводненности прилегающей территории;
- характер изменения температуры рабочей среды по длине трубопровода и во времени.

Выбор технологических решений подземной прокладки трубопровода на ММГ определяется тепловым взаимодействием труб с грунтом.

При подземной прокладке проектируемый трубопровод на ММГ в их основании формируется ореол оттаивания. В связи с этим был выполнен расчет согласно СП 25.13330.2012 представленный в п.8.1.4.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							37

Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять упругим изгибом трубопровода, соединенного встык, или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов.

8.5.2 Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями

Пересечения проектируемых трубопроводов с существующими коммуникациями представлены в томе 1, приложение К отчета по инженерным изысканиям 101-21-ИИ-ИГДИ и таблице 12.

Таблица 12 - Ведомость пересечений с коммуникациями

Пересечения		Наименование коммуникации	Техническое состояние	Угол пересечения, °	Диаметр, мм	Глубина заложения, м	Владелец
ПК	+						
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2							
0	71.18	высоконапорный водовод	действ.	89°	219	2.00	ОАО «НК «Янгпур»
18	54.78	газоконденсат	действ.	86°	159	1.20	
94	6.95	нефтегазопровод	действ.	86°	426	0.50	
95	2.39	газоконденсат	действ.	86°	89	1.00	
95	5.51	газоконденсат	действ.	82°	114	1.00	
95	8.94	газоконденсат	действ.	89°	89	1.00	
Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2							
1.68	16	высоконапорный водовод	недейств.	74°	114	2.00	ОАО «НК «Янгпур»
Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗА№4							
пересечения отсутствуют							
Нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения							
0	82.18	нефтегазопровод	действ.	90°	219	2.2	ОАО «НК «Янгпур»

При пересечении коммуникаций проектируемый трубопровод прокладывается ниже или выше пересекаемого трубопровода с обеспечением расстояния в свету между трубами не менее 350 мм в соответствии с требованиями п.8.3 СП 284.1325800.2016. Взаимные пересечения трубопроводов должны выполняться под углом не менее 60° независимо от способов прокладки трубопроводов. При взаимном пересечении газопроводы, располагаются над проектируемыми трубопроводами.

При пересечении строящегося трубопровода с подземными коммуникациями производство строительно-монтажных работ в охранной зоне допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации, и в присутствии ее представителя.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2 м по обе стороны от действующего трубопровод, а также в местах пересечения с подземными коммуникациями

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

								101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				39

следует производить только вручную в присутствии представителя эксплуатирующей организации в соответствии с требованиями п.8.2.2.1 РД 102-011-89.

Укладку проектируемых трубопроводов при прохождении ниже пересекаемого трубопровода, необходимо выполнять с применением трубокладчиков и с использованием мягких полотенец или способом протаскивания, с обязательной футеровкой деревянными рейками наружной поверхности трубопровода во избежание повреждения изоляции.

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

Для проезда строительной техники через трубопровод на момент строительства устраиваются временные переезды, конструкция переезда приведена на рисунке 3.

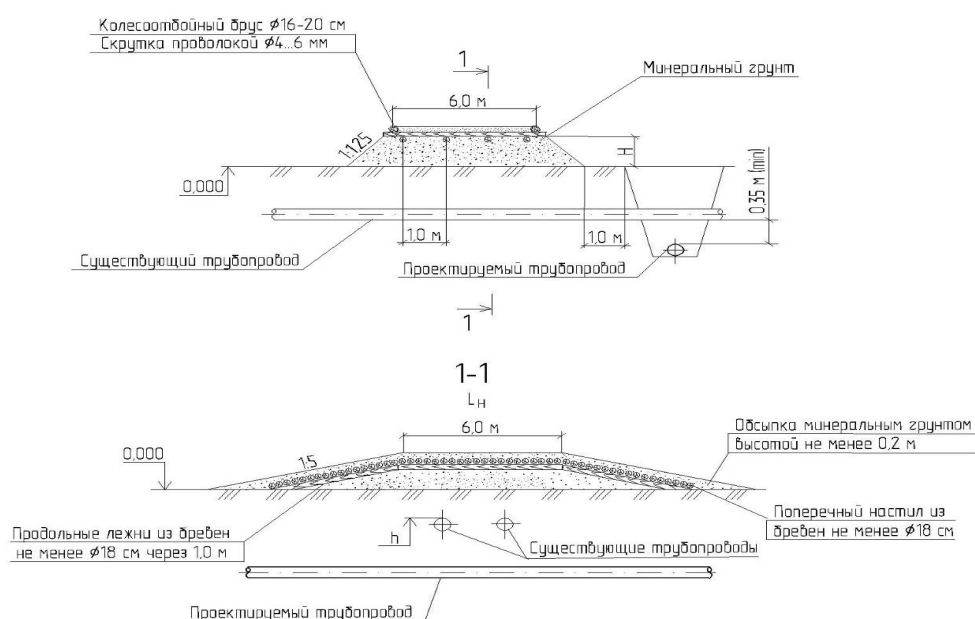


Рисунок 3 – Схема переезда через коммуникации

Переезд представляет собой насыпь из уплотненного грунта шириной 6 м со сплошным настилом из бревен диаметром от 18 до 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 1,5 м.

8.5.3 Пересечения с воздушными линиями электропередач

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие линии электропередач – ВЛ 6кВ.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							40

Ведомость пересечений трубопроводов с линиями электропередач представлена в томе 1, приложение Л отчета по инженерным изысканиям 101-21-ИИ-ИГДИ и таблице 13.

Таблица 13 - Ведомость пересечений с воздушными линиями электропередач

Пересечения		Наименование, напряжение	Угол пересечения, град.	Кол-во проводов, шт.	№ опор, расстояние от оси трассы				Высота нижнего провода, м	Владелец
ПК	+				левая опора		правая опора			
					№	расст., м	№	расст., м		
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2										
1	2.24	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	84°	-	б/н	25.46	б/н	10.08	6,5	ОАО «НК «Янгпур»
19	9.82	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	89°	-	б/н	3.72	б/н	13.66	6,5	
57	61.87	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	39°	-	б/н	19.55	б/н	1.94	6,5	
71	98.28	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	18°	-	б/н	39.51	б/н	11.38	6,5	
73	59.19	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	1°	-	б/н	24.41	б/н	24.09	6,5	
95	18.87	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	87°	-	б/н	6.85	б/н	55.44	6,5	
95	31.25	ВЛ 6кВ 3пр.ф-3	86°	-	б/н	14.57	б/н	56.73	6,5	
Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2										
1	1.36	ВЛ 6кВ 3пр.Ф-4	61°	-	б/н	27.02	б/н	41.75	6,5	ОАО «НК «Янгпур»
9	8.44	ВЛ 6кВ 3пр.Ф-4	52°	-	б/н	24.18	б/н	16.88	6,5	
Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗА№4										
пересечения отсутствуют										
Нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения										
1	7.7	ВЛ 6кВ 3пр	61°	-	б/н	28.2	б/н	23.9	8,6	ОАО «НК «Янгпур»
49	72	ВЛ 6кВ 3пр	90°	-	б/н	24.5	б/н	22.4	6,5	

Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется.

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

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.

8.5.4 Пересечения трубопроводов с автомобильными дорогами

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие автомобильные дороги.

В соответствии с требованиями раздела 10.3 СП 284.1325800.2016, прокладка проектируемых трубопроводов под автомобильными дорогами подземная.

Ведомость пересечений трубопроводов с автомобильными дорогами представлена в томе 1, приложение И отчета по инженерным изысканиям 101-21-ИИ-ИГДИ и таблице 14.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							41

Конструкция изоляционного покрытия защитных футляров приведена в пункте «Изоляция трубопроводов».

Схема перехода через автомобильные дороги приведена на рисунке 4.

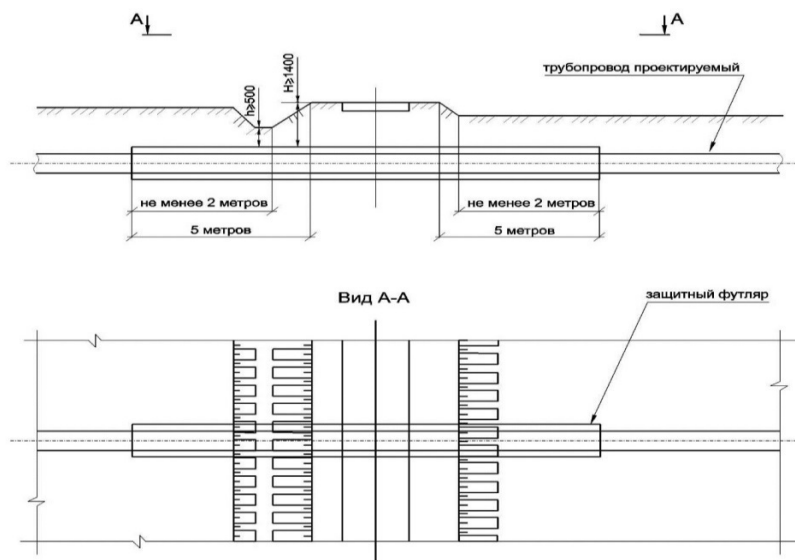


Рисунок 4 - Схема перехода трубопровода через автомобильные дороги

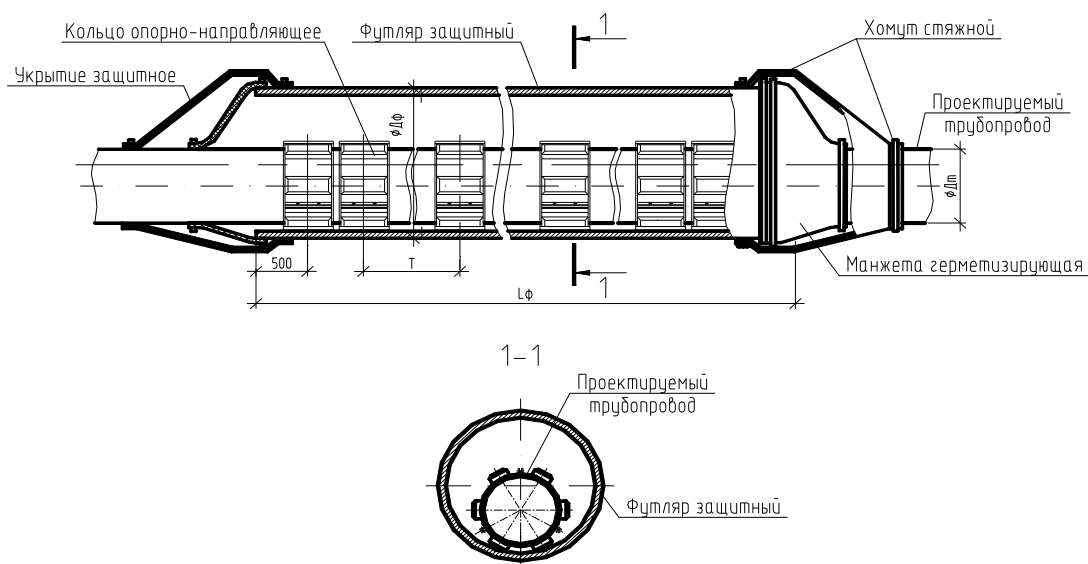


Рисунок 5 - Конструкция защитного футляра

8.5.5 Переходы через водные преграды

Ведомость пересечения трубопровода с водотоком представлена в томе 1, приложение М отчета по инженерным изысканиям 101-21-ИИ-ИГДИ и таблице 15.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

101-21-ТКР1.ТЧ

Рекультивационные и берегоукрепительные работы на переходах трубопроводов через ручьи с болотистыми берегами, имеющих способность к самовосстановлению, не производятся.

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

В соответствие с требованиями п.10.2.12 СП 284.1325800.2016 в пределах границы ГВВ 1% обеспеченности проектом выполнен расчет против всплытия трубопровода, результаты расчета представлены в пункте «Балластировка трубопроводов» таблице 16.

8.6 Изоляция трубопроводов

Защита проектируемых трубопроводов от почвенной коррозии осуществляется антикоррозионной изоляцией в соответствии с требованиями нормативных документов СП 284.1325800.2016, ГОСТ Р 51164-98 и ГОСТ 9.602-2016.

Наружная изоляция трубопроводов принята усиленного типа.

Трубы для нефтегазопроводов т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2, т.вр. куст №3-т.вр. куст №2 и т.вр. куст №5-УЗА №4 приняты с заводским наружным двухслойным экструдированным полиэтиленовым покрытием.

Трубы для нефтегазопровода УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения приняты с заводским внутренним покрытием по ТУ 24.20.13-184-05757848-2018 и наружным трехслойным наружным экструдированным полиэтиленовым покрытием по ГОСТ 9.602. Соединительные детали приняты из стали 13ХФА с наружным трехслойным покрытием усиленного типа по ТУ 1390-019-39929187-2017 и внутренним эпоксидным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски по ТУ 1909-017-39929189-2016.

Для защиты от растепления и просадки подземных трубопроводов, трассы нефтегазопровода УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения, на участках распространения ММГ дополнительно поверх заводской антикоррозионной изоляции нанести теплоизоляционные скорлупы из пенополиуретана толщиной не менее 43,1 мм по ГОСТ 30732-2020. Для закрепления теплоизоляции использовать бандаж с пряжкой, состоящая из ленты полипропиленовой и пряжками бандажными. Поверх слоя теплоизоляции нанести в один слой пленочную гидроизоляцию «Полилен-ОБ 40-ОБ-63» по ТУ 2245-004-01297859-99.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №
						Подп. и дата

Допускается заменять маты минераловатные прошивные на полуцилиндры из минеральной ваты на синтетическом связующем по ГОСТ 23208-2003 или полуцилиндры и сегменты «Экстрол» по ТУ 5767-002-77909577-2007.

В качестве антикоррозионной изоляции надземных участков трубопроводов принята:

- грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020 в два слоя;
- 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.

8.7 Электрохимзащита

Основанием для проектирования ЭХЗ новых трубопроводов являются данные о коррозионной агрессивности грунтов и наличии блуждающих токов.

В соответствии с п.10.5 СП 284.1325800.2016 и п. 3.7 ГОСТ Р 51164-98 допускается не применять электрохимическую защиту на промышленных трубопроводах в грунтах низкой коррозионной активности при соответствующем технико-экономическом обосновании и обеспечении безаварийной эксплуатации трубопроводов.

Электрохимическую защиту вновь строящихся трубопроводов необходимо проектировать с учетом действующей электрохимической защиты эксплуатируемых соседних трубопроводов.

Так как система промышленных трубопроводов Присклоновое месторождения не имеет электрохимзащиты, то устройство её на отдельно взятом трубопроводе вызовет усиленную коррозию на незащищенных трубопроводах.

Наружное антикоррозийное изоляционное покрытие усиленного типа гарантирует срок службы не менее 20 лет, что соответствует принятому сроку службы трубопроводов.

На основании вышеизложенного проектом принято не предусматривать электрохимическую защиту на проектируемых промышленных трубопроводах.

8.8 Балластировка трубопроводов

В соответствии с требованиями раздела 13 СП 284.1325800.2016 необходимо выполнять расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия на обводненных участках, переходах через болота и водных преград.

Согласно п.13.16 СП 284.1325800.2016 устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, должна проверяться по условию:

$$Q_{\text{акт}} \leq Q_{\text{пас}}/\gamma_a, \quad (20)$$

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							47

$Q_{\text{рас}}$ — суммарная расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вниз (включая собственный вес), Н/м;

γ_a — коэффициент надежности устойчивого положения против всплытия (принимается по таблице 16 п.13.16 СП 284.1325800.2016). Для болот и пойм при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки трассы в пределах 1 % обеспеченности $\gamma_{\text{н.в.}} = 1,05$, для русловых участков трасс через реки шириной до 200 м - $\gamma_{\text{н.в.}} = 1,10$.

$$Q_{\text{акт}} = q_w + q_{\text{изг}}, \quad (21)$$

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

$$q_w = \frac{\pi D_{\text{н.и.}}^2}{4} \rho_w, \quad (22)$$

где $\rho_w = 1005 \text{ кг/м}^3$ — плотность воды с учётом растворённых в ней солей;

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

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

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

$$Q_{\text{рас}} = q_{\text{тр}} + q_{\text{п}} + q_{\text{б}}, \quad (23)$$

где $q_{\text{тр}} = 0,95q_{\text{тр}}^{\text{н}}$ — расчётная нагрузка от массы трубы с гидроизоляцией. При расчете футляра учтена масса основной трубы, масса трубы футляра и масса элементов футляра (кольца опорно-направляющие, манжеты и т.д.);

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

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

Результаты расчета устойчивости трубопровода против всплытия приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Результаты расчета устойчивости трубопровода против всплытия

$D_{\text{н.}}$, мм	$Q_{\text{рас}}/k_{\text{н.г.}}$, кг/м	$Q_{\text{акт}}$, кг/м	Проверка на устойчивость
114x8	19,5	10,7	да
219x8	38,8	38,7	да
114x8 (защитный футляр с трубой 114x8)	91,6	84,6	да
426x10 (защитный футляр с трубой 219x8)	134,0	144,9	нет

По результатам расчета необходимо рассчитать шаг балластировки для футляра с отрицательным показателем устойчивости.

Нормативный вес балласта на воздухе (кг/м) определяется по формуле

$$q_{\text{б}}^{\text{н}} = \frac{1}{n_{\text{б}}} [k_{\text{н.в.}} (q_{\text{в}} + q_{\text{изг}}) - q_{\text{тр}} - q_{\text{п}}] \frac{\gamma_{\text{б}}}{\gamma_{\text{б}} - k_{\text{н.в.}} \cdot \gamma_{\text{в}}}, \quad (24)$$

Шаг расстановки пригрузов (м) определяется по формуле

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

						101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		48

$$L = \frac{M_6}{q_6^H}, \quad (25)$$

где M_6 — масса пригруза на воздухе, кг.

Результаты расчёта шага балластировки приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Результаты расчета шага балластировки

Марка пригруза	КТ-500	
Диаметр трубы (наружный), мм	D	426 (с тр.219x8)
Толщина стенки трубы (минимальная из условия устойчивости против всплытия), (мм)	S	10
Толщина гидроизоляции, (мм)	s	1,2
Плотность гидроизоляции, кгс/м ³		920
Нормативный вес гидроизоляции		1,49
Коэффициент надежности по массе трубопровода	n_m	0,95
Плотность воды, кгс/м ³	$\gamma_в$	1005
Коэффициент надежности против всплытия	$k_{нв}$	1,05
Плотность материала пригруза, кг/м ³	γ_6	1440
Вес пригруза в воздухе, кг	M_6	1800
Коэффициент надежности по весу пригрузов	$n_{бал}$	0,9
Вес трубы с изоляцией на воздухе, кгс/м	$q_{тр}$	99,9
Выталкивающая сила воды, кгс/м	$q_в$	144,9
Величина нормативной интенсивности балластировки (вес на воздухе), кгс/м	$q_{бал}^H$	47,7
Шаг балластировки расчетный, м	L	37,7
Шаг балластировки принятый, м	L	37,7*

Примечание - * Ввиду того, что на проектом трубопроводе протяженность футляров значительно меньше расчетного шага расстановки балластирующих устройств, а также тот факт, что при расчете в данном проекте не учитывается вес продукта в трубопроводе и вес грунта присыпки, установка балластирующих устройств на данные футляры не предусматриваются.

8.9 Технические решения по диагностике трубопроводов

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

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

В период выполнения строительно-монтажных работ, в соответствии с требованием п.889-890 ФНИП в ОПБ от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», участки проектируемых трубопроводов, относящиеся к особо опасным (пересечение с автомобильными дорогами, водными преградами, технологическими

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							49

коммуникациями и линиями электропередач) с целью тестирования качества каждого опасного участка, подвергаются предпусковой наружной приборной диагностике.

В процессе эксплуатации трубопроводов проводится их наружное диагностирование.

Наружное обследование может включать в себя обход, облет, приборное обследование, выполняемое, как эксплуатационной службой Заказчика, так и специализированными организациями.

При наружном диагностировании технического состояния стальных трубопроводов может использоваться ультразвуковая измерительная установка серии «Сканер» – модель «Скаруч», ультразвуковой толщиномер УТ-93П, магнитопорошковый дефектоскоп МД-4К, ультразвуковой дефектоскоп УД-2-12 и т.д.

Кроме того, при диагностировании технического состояния трубопроводов могут использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопровода («ВНИИСТ»), укомплектованные широкой номенклатурой приборов, оборудования и принадлежностей для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового, магнитного контроля.

По результатам диагностики оформляется заключение.

В процессе эксплуатации ведется постоянное наблюдение и контроль состояния трубопроводов:

- обзорные наблюдения, регулярный осмотр трассы путевыми обходчиками, в том числе аэрофотосъемки, оптический и лазерный мониторинг утечек и др.;
- авиационное патрулирование с использованием вертолетов, оснащенных аппаратурой дистанционного обнаружения утечек;
- периодический диагностический контроль трасс различными методами с целью определения мест возможного возникновения отказов и углубленный контроль выявленных потенциально опасных мест;
- прогнозирование остаточного ресурса работы трубопроводов;
- создание банков данных по диагностированию трубопроводов.

Результатами диагностики должны быть:

- обнаружение, классификация и определение параметров возникающих дефектов, отказов и прогноз их развития;
- определение остаточного ресурса обследуемых участков с учетом коррозионной агрессивности грунта, параметров коррозионных дефектов, структурных и прочностных изменений металла трубы.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

50

Знание динамики возникновения и развития дефектов, определение скоростей коррозии открывает новые возможности в построении стратегии капитального ремонта стальных труб, позволяет рационально сочетать капитальный и выборочный текущий ремонт.

Схема мониторинга, периодичность, методика проведения должны зависеть от фактического состояния трубопроводов и условий эксплуатации, агрессивности внешней среды.

Наибольшее внимание необходимо уделять контролю состояния трубопроводов на участках с избыточным увлажнением (болота), а также в потенциально аварийных местах:

- участки выхода трубы из грунта и ее возврат в местах установки запорной арматуры;
- места сварных соединений труб;
- места дополнительного обводнения почв и грунтов, являющихся наиболее опасными для трубопроводов;
- места образования промоин и оврагов вдоль труб;
- места работы техники, где не исключена возможность наезда ее на трубопроводы.

На этих участках трасс трубопроводов необходимо организовать пункты мониторинга.

Наблюдение и контроль выполняются в летне-осенний период.

Реализация проектных решений позволит своевременно и правильно оценить техническое состояние трубопровода, определить наиболее изношенные участки, спланировать выполнение выборочного ремонта аварийно-опасных участков и существенно снизить затраты на ликвидацию.

8.10 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 СП 284.1325800.2016 п. 24.2 перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости трубопровода продувкой скоростным потоком сжатого воздуха при пневматическом способе испытаний для нефтегазопроводов:

- диаметром 114 мм без использования очистных поршней;
- диаметром 219 мм с использованием очистных поршней с предварительной очисткой труб протягиванием очистных устройств, в процессе их сборки и сварки в нитку. Для труб с внутренним покрытием для недопущения повреждения покрытия в качестве очистных устройств должны применяться эластичные поршни.

Очистка полости трубопроводов с внутренним покрытием производят поэтапно. На стадии производства сварочно-монтажных работ через каждую трубу (секцию) протягивают

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							51

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, необходимо обеспечивать соответствующие защитные мероприятия, в частности, для этих целей рекомендуется использовать концевые инвентарные заглушки.

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.

Скорость движения очистных поршней не должна превышать 70 км/ч. Продувку трубопроводов осуществляют под давлением сжатого воздуха или газа. Участок трубопровода или секцию, сразу же после очистки закрыть временными заглушками.

8.11 Испытания трубопроводов

Испытания на прочность и проверку на герметичность предусматривается пневматическим способом (инертным газом или воздухом), кроме ответственных участков, которые на первом этапе испытываются только гидравлическим способом.

Пневматическое и гидравлическое испытание на прочность и проверку на герметичность выполняются согласно ВСН 005-88 гл. 12 табл.4 примечание п.1 и п.8, ВСН 011-88, СП 284.1325800.2016 раздел 24.

Пневматические испытания трубопроводов

Пневматические испытания трубопроводов должны проводиться воздухом или инертным газом.

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

Гидравлические испытания трубопроводов

Для гидравлического способа проведения испытаний испытательные давления выбираются в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 раздел 24, табл.30 и ВСН 005-88 раздел 12, табл.4 (примечание п.1, п.8).

Величины испытательного давления на прочность при проведении испытаний ответственных участков приведены в таблице 19.

При проведении гидроиспытаний в зимнее время для предотвращения замерзания жидкости произвести подогрев жидкости или ввести в нее понижающие температуру застывания добавки, неагрессивные к металлу трубы.

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

						101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		52

Мероприятия по обеспечению водой для гидравлических испытаний и способ последующей утилизации загрязненных вод определяются Подрядчиком по строительству и отражаются в проекте производства работ.

Необходимый максимальный объем воды при проведении гидроиспытаний приведен в таблице 18.

Таблица 18 - Объем воды для проведения гидроиспытаний

Наименование участка	Объем воды, м ³
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	311
Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2	15
Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗА№4	10
Нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения	161
Итого:	497

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 ч.

Подъем давления при испытании трубопровода должен производиться в соответствии с требованиями ВСН 005-88 и ВСН 011-88.

Таблица 19 - Величины испытательного давления на прочность

Наименование участков трубопроводов	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания и давление
Переходы через несудоходные водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части. Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности	I, II	I этап – после укладки или крепления на опорах	Пневматический Рисп.=1,5·Рраб.= 6 МПа
		II этап – одновременно с испытанием трубопровода	Пневматический Рисп.=1,1·Рраб. = 4,4 МПа
Пересечения с подземными коммуникациями, в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	I, II	I этап – до укладки трубопровода или крепления на опорах	Гидравлический Рисп.=1,5·Рраб.= 6 МПа
		II этап – одновременно с испытанием трубопровода	Пневматический Рисп.=1,1·Рраб. = 4,4 МПа
Переходы трубопроводов через автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям V, IV категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I, II	I этап – после укладки трубопровода	Гидравлический Рисп.=1,5·Рраб.= 6 МПа
		II этап – одновременно с испытанием трубопровода	Пневматический Рисп.=1,1·Рраб. = 4,4 МПа
Узлы линейной запорной арматуры	I, II	I этап – до укладки или крепления на опорах	Гидравлический Рисп.=1,25·Рраб.= 5 МПа
		II этап – одновременно с испытанием трубопровода	Пневматический Рисп.=1,1·Рраб. = 4,4 МПа

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

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

101-21-ТКР1.ТЧ					Лист
					53

В соответствии с ФНИП в ОПБ от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» п.903 при гидравлических испытаниях, п.902 перед началом продувки и испытания трубопроводов инертным газом или воздухом, должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ. Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопровода приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопроводов

Способ испытания					
Диаметр трубопровода, мм	Пневматический			Гидравлический	
	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода, м
до 300	40	600	100	75	600

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

По завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность проектируемого трубопровода должно быть осуществлено комплексное опробование. Заполнение трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием.

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.

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

Согласно ФНиП в ОПБ «Правила безопасности эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» от 30.11.2017 № 515, по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность трубопровода должно быть осуществлено комплексное опробование. Заполнение трубопровода транспортируемой средой и его работа после заполнения в течение 72 часов считаются комплексным опробованием трубопровода. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий.

До начала проведения пусконаладочных работ и работ по комплексному опробованию эксплуатирующая организация должна быть укомплектована аттестованными работниками

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

					101-21-ТКР1.ТЧ		Лист
							54

соответствующей квалификации в соответствии со штатным расписанием. К началу ввода в эксплуатацию трубопровода рабочие места должны быть укомплектованы необходимой документацией, запасами материалов, запасными частями, инвентарем, средствами индивидуальной и коллективной защиты.

8.12 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 48.13330.2019 раздел 9 «Обеспечение качества готовой строительной продукции (строительный контроль, надзор, научно-техническое сопровождение изысканий, проектирования, строительства)».

Методы контроля качества и приемка отдельных видов строительного-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 строительного-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 завершении 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).

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

						101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

изоляционно-укладочных работ в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 012-88, СП 284.1325800.2016.

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.

Контроль качества очистки полости, испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляется по специальной инструкции. Специальная рабочая инструкция составляется строительно-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.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ			

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			101-21-ТКР1.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

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

Обоснование количества и типов оборудования, используемых в процессе строительства, приведены в разделе «Проект организации строительства».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									60
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ			

Списочная численность рабочих учитывает дополнительную численность, необходимую на замену при уходе в отпуск, болезни, выполнение гос. обязанностей и другие невыходы на работу. Организация дополнительных рабочих мест и увеличение численности существующего персонала не требуется.

В соответствии с Единой системой классификации и кодирования информации (ЕСКК) Российской Федерации, для определения названия профессии персонала использован Общероссийский классификатор профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов (ОК 016-94). Наименование профессии и должностные обязанности представлены в таблице 22.

Таблица 22 - Наименование профессии и должностные обязанности

Наименование профессии (по ОК 016-94)	Должностные обязанности и характеристики
<p>19238 Трубопроводчик линейный, 3-й разряд</p>	<p>Характеристика работ. Монтаж узлов на трубопроводе. Центровка труб. Гнутье труб диаметром свыше 200 мм. Разметка и установка арматуры и фасонных частей по эскизам. Ревизия и ремонт запорной и предохранительной арматуры высокого давления. Опрессовка запорной арматуры, узлов и отдельных участков трубопроводов. Устранение утечек газа, нефти и нефтепродуктов на трубопроводе и арматуре. Набивка и подтяжка сальников у задвижек. Ревизия конденсатосборников. Восстановительные работы на сетях водо- и паропроводов, демонтаж, ремонт и монтаж установленной на них арматуры. Управление трактором при транспортировке грузов и металлоконструкций с применением прицепных приспособлений или устройств, бульдозером при выполнении земляных работ. Слесарная обработка деталей, труб. Нарезка резьбы. Сверление отверстий. Должен знать: назначение и устройство запорной арматуры трубопровода; схему расположения и устройство конденсатосборников; инструкцию и правила обнаружения и устранения утечек газа и нефти; устройство гидропрессов; правила и способы слесарной обработки деталей; свойства металлов и марки сталей; профилактический и текущий ремонт тракторов и бульдозеров.</p>

Для ряда работников установлен льготный пенсионный возраст и дополнительные отпуска.

Пенсии по старости рабочим и служащим на льготных условиях и в льготных размерах назначаются, если не менее половины всего стажа работы приходится на работах с вредными условиями труда.

Трубопроводчик линейный имеет право на дополнительный отпуск в количестве 7 дней.

В соответствии с Трудовым кодексом РФ от 30.12.2001г №197-ФЗ непостоянными рабочими местами (рабочими зонами) с пребыванием рабочего персонала менее 2 часов в смену является коридор проектируемых трубопроводов.

Группа производственного процесса на проектируемых рабочих местах (рабочих зонах) – 2г.

Класс условий труда на проектируемых рабочих местах (рабочих зонах) – 2.

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

							Лист
						101-21-ТКР1.ТЧ	62
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

11.2 Организация, оснащение и обслуживание рабочих мест

Основой организации трудового процесса на проектируемых объектах является организация рабочих мест. Рабочим местом является зона, оснащенная техническими средствами, в которой совершается трудовая деятельность отдельного рабочего или группы рабочих. Планировка и оснащение рабочих мест выполнены с учетом организации наиболее удобных и безопасных условий труда.

Организация рабочих мест цеха предусмотрена с учетом требований эргономики в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 и ГОСТ 12.2.033-78.

Постоянные рабочие места персонала, обслуживающего объекты в период вахты находятся на территории ДНС-2 Присклонового месторождения Усть-Пурпейского лицензионного участка. Место проживания персонала, обслуживающего проектируемый объект в период вахты, предусмотрено в общежитии на ДНС-2 Присклонового месторождения Усть-Пурпейского лицензионного участка.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									63
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ			

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

Автоматизированные систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта в данном разделе не разрабатывались.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									64
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ			

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

На въезде на месторождение имеется КПП (контрольно-пропускной пункт). КПП обеспечен личным составом, средствами связи, средствами передвижения и техническими средствами защиты. По территории месторождения курсирует мобильный пост. Все транспортные средства на КПП проходят визуальный досмотр. К средствам визуального досмотра относятся, в том числе и оптические устройства, предназначенные для проведения осмотра объектов на предмет обнаружения подозрительных устройств в труднодоступных местах и в условиях плохой видимости. Такие устройства успешно применяются при осмотре днищ и колесных ниш автомобилей, труднодоступных мест в строительных конструкциях, поиске и осмотре взрывчатых веществ и других террористических устройств.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
							65
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм. № подл.					

14 Обоснование технических решений по строительству, реконструкции, капитальному ремонту в сложных инженерно-геологических условиях

В проектной документации предусмотрен подземный способ прокладки трубопроводов.

Прокладка трубопровода «Нефтегазопровод УЗА N12 (Р-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения» в многолетнемерзлых грунтах осуществляется подземно по II принципу использования ММГ на основании теплотехнического расчета. В качестве защиты от растепления грунта принята обсыпка песком толщиной 0,2 м и присыпка над трубопроводом на высоту 0,2 м с подбивкой пазух и равномерным послойным его уплотнением. Предварительно на дно траншеи предусмотреть укладку нетканного синтетического материала.

При положительной температуре перекачиваемого продукта необходимо принять меры по уменьшению ореолов оттаивания на ММГ, в процессе строительства и в течение всего заданного периода эксплуатации, при использовании ММГ в качестве основания по II принципу, согласно СП 25.13330.2012, строительство необходимо проводить в зимнее время, после слияния сезонного слоя промерзания с ММГ. Производство работ должно проводиться с обеспечением сохранности покровного растительного слоя грунта, корневой системы кустарников и деревьев.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			101-21-ТКР1.ТЧ						66
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

15 Сокращения

ВЛ	Высоковольтная линия
ДНС	Дожимная насосная станция
ДПБ	Декларация промышленной безопасности
ЕСКК	Единая система классификации и кодирования
ИГЭ	Инженерно-геологический элемент
КПП	Контрольно-пропускной пункт
к.	Куст
ММГ	Многолетнемерзлые грунты
НТД	Нормативно техническая документация
ОПО	Опасный производственный объект
ПК	Пикет
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СанПиН	Санитарные правила и нормы
ТПП	Территориальное производственное предприятие
т.вр.	Точка врезки
УЗА	Узел запорной арматуры
УТК	Утяжелители железобетонные сборные кольцевые
УПСВ	Установка предварительного сброса воды
ЦДНГ	Цех добычи нефти и газа
ФНИП	Федеральные нормы и правила
ФСЭТАН	Федеральная служба по атомному технологическому и экологическому надзору
ФЗ	Федеральный закон

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									67
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ			

16 Ссылочные нормативные документы

1. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
2. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
3. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 20.10.2020. № 420 «Правила проведения экспертизы промышленной безопасности».
5. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
6. ВСН 005-88 «Строительство промысловых трубопроводов. Технология и организация».
7. ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка».
8. ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание».
9. ГОСТ Р 58367-2019 «Обустройство месторождений нефти на суше».
- 10.ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».
- 11.ГОСТ 7512-82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод».
- 12.ГОСТ 14918-2020 «Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия».
- 13.ГОСТ 6465-76 «Эмали ПФ-115. Технические условия».
- 14.ГОСТ 25129-2020 «Грунтовка ГФ-021. Технические условия».
- 15.ГОСТ 21880-2011 «Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия».
- 16.ГОСТ 32569-2013 «Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах».
- 17.ГОСТ 9.602-2016 «Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».
- 18.ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».
- 19.ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			101-21-ТКР1.ТЧ				
			68				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 20.ГОСТ 10704-91 «Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент».
- 21.ГОСТ 8732-78 «Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент».
- 22.ГОСТ 10705-80 «Трубы стальные электросварные. Технические условия».
- 23.ПУЭ «Правила устройства электроустановок (7 издание)».
- 24.РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений».
- 25.РД 102-011-89 «Охрана труда. Организационно-методические документы»
- 26.СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».
- 27.СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы».
- 28.СП 48.13330.2019 «Организация строительства».
- 29.СП 131.13330.2020 «Строительная климатология».
- 30.СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».
- 31.СП 28.13330.2017 «Защита строительных конструкций от коррозии».
- 32.СП 45.13330.2017 «Земляные сооружения, основания и фундаменты».
- 33.СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия».
- 34.СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве Часть 2. Строительные нормы».
- 35.ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности».

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									69
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ			

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

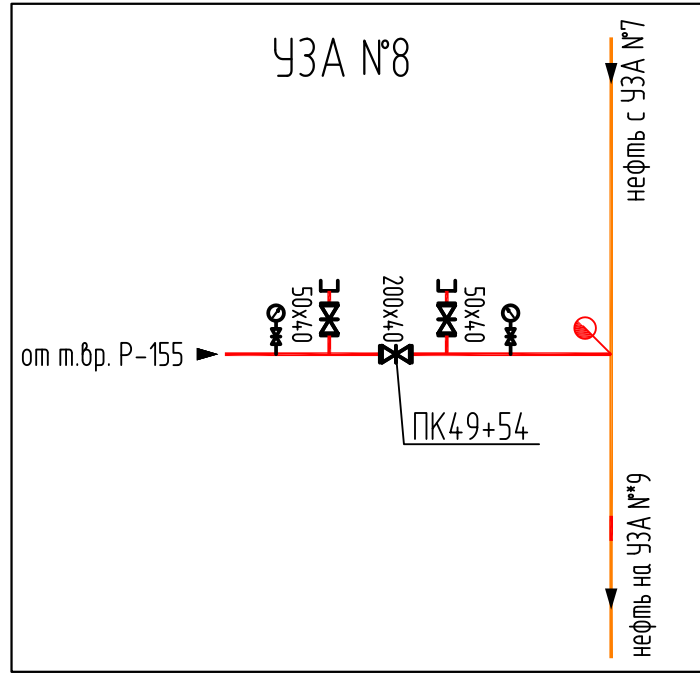
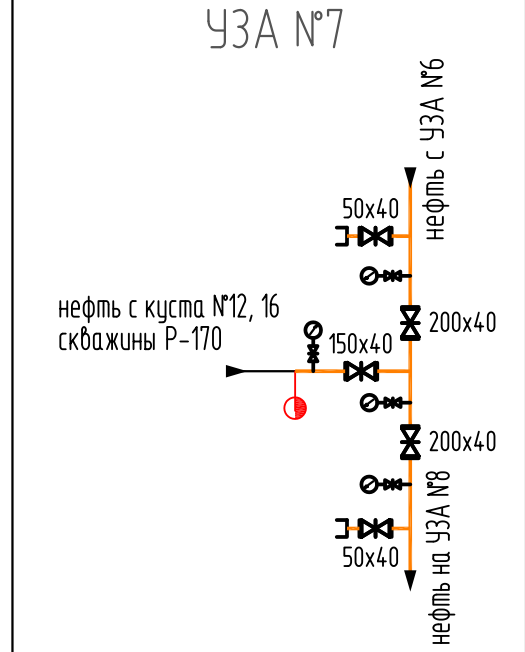
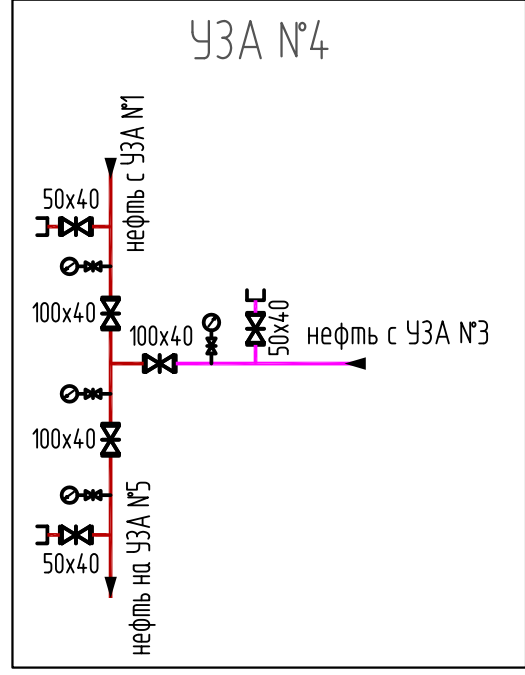
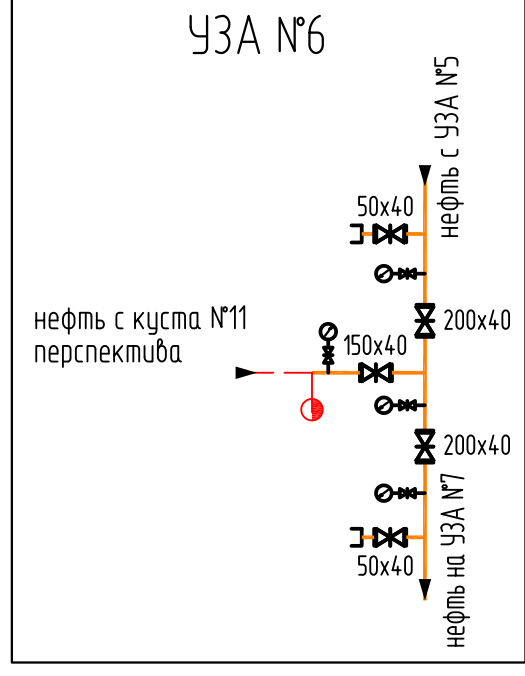
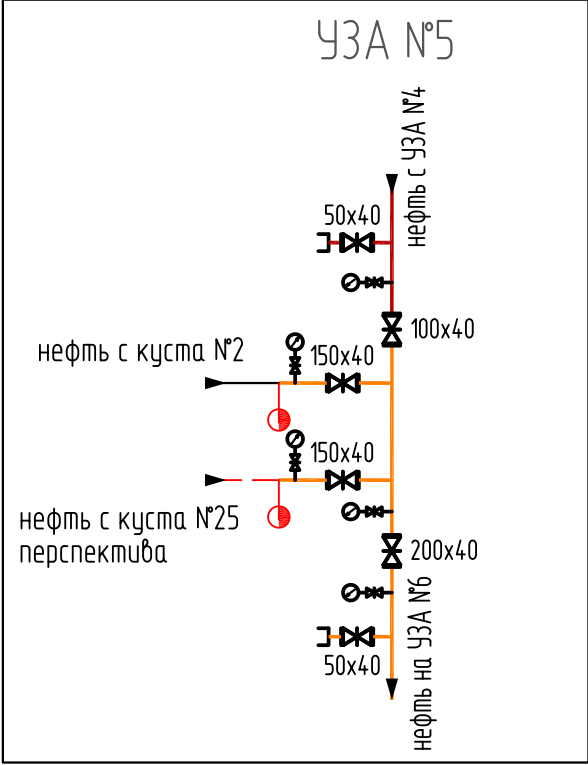
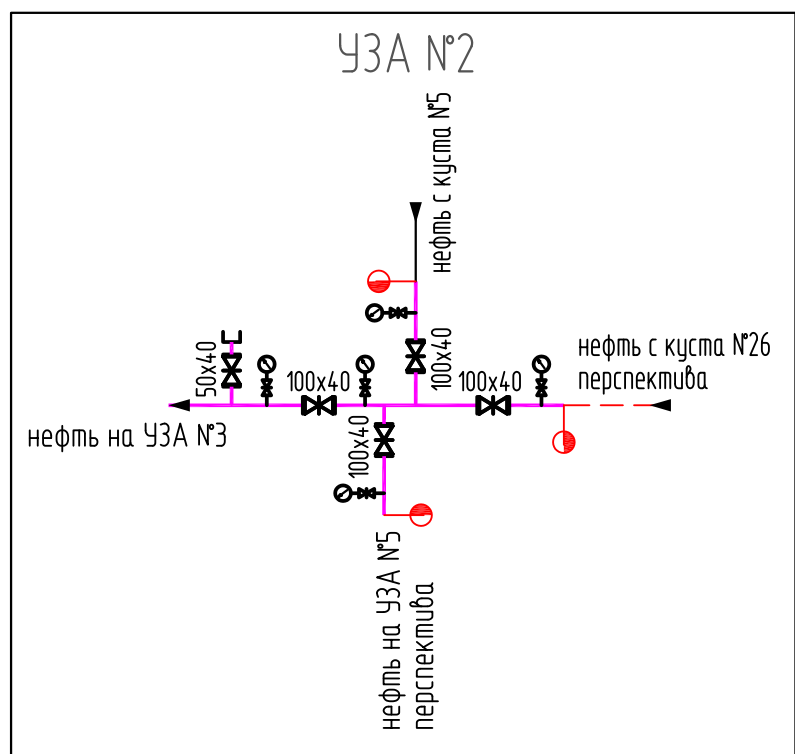
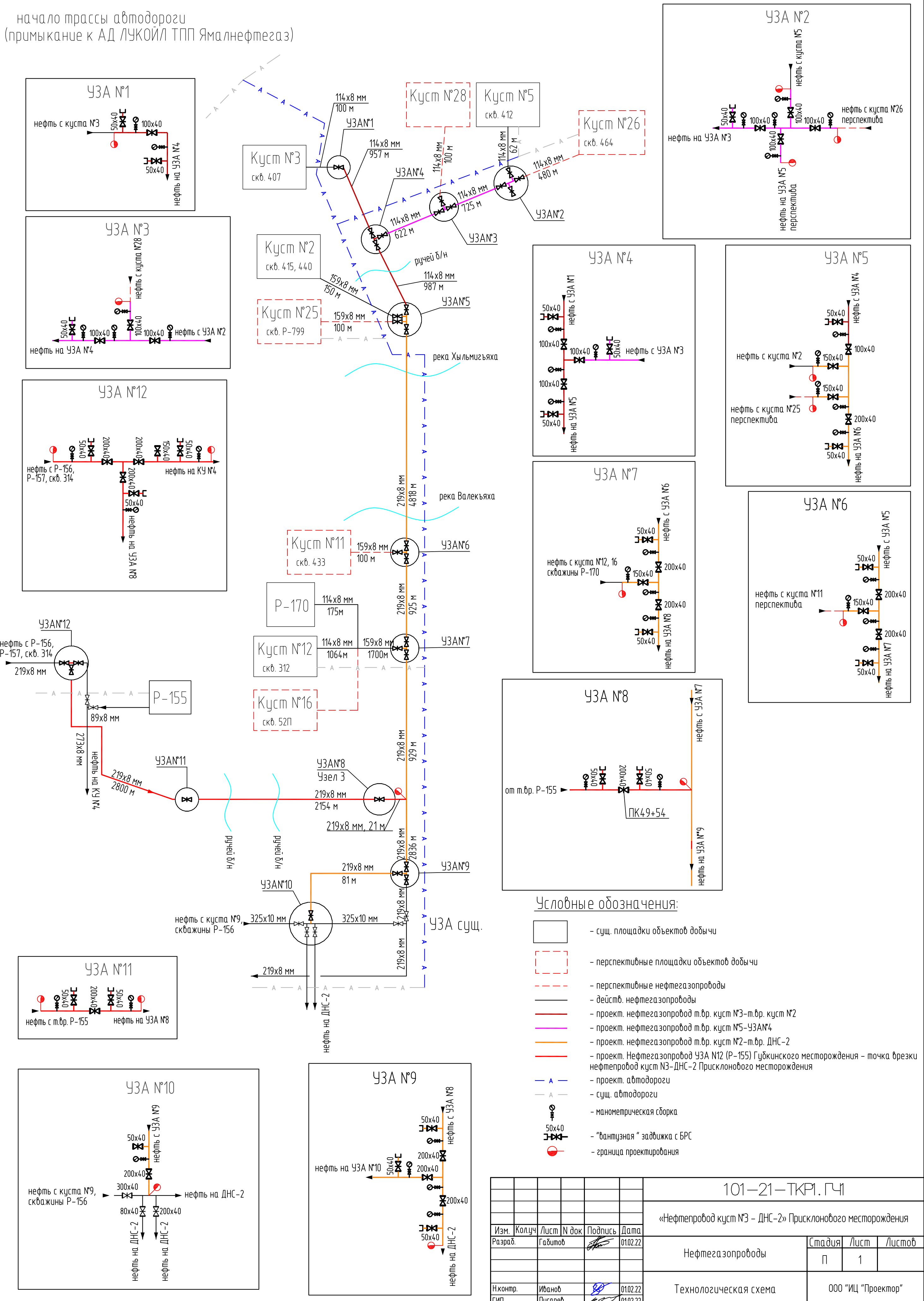
101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

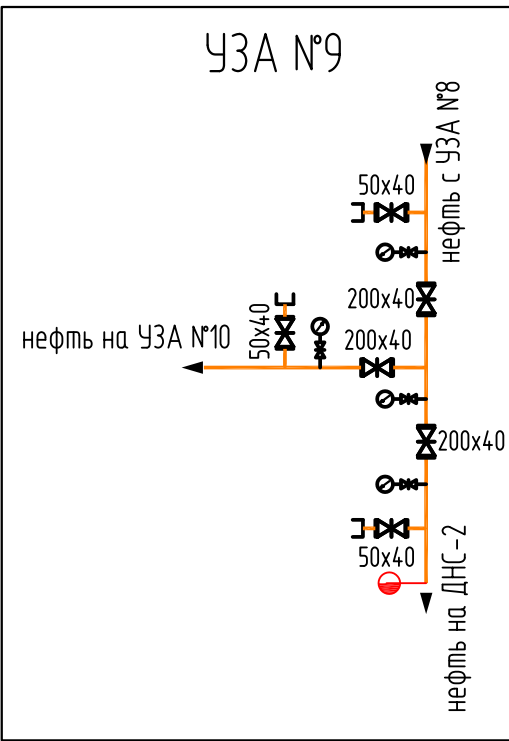
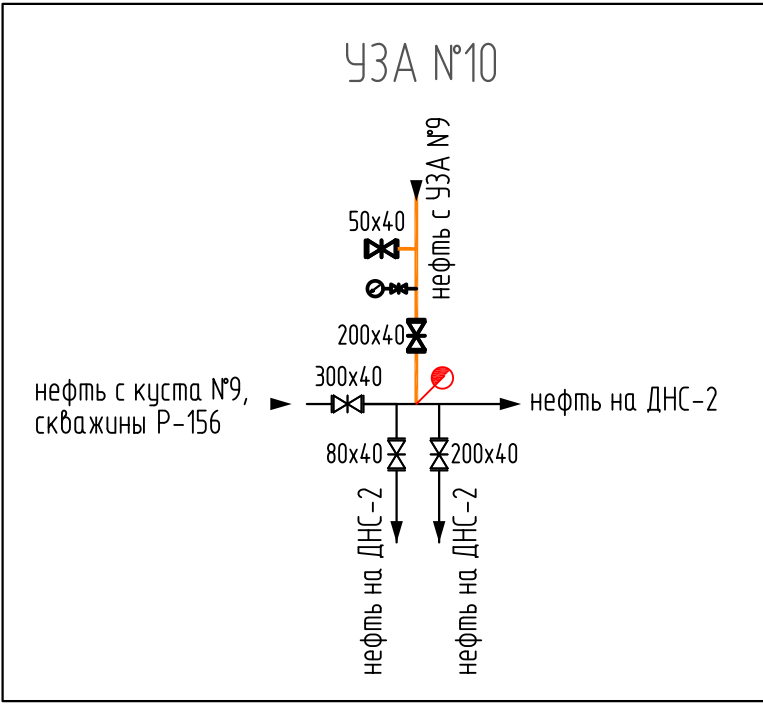
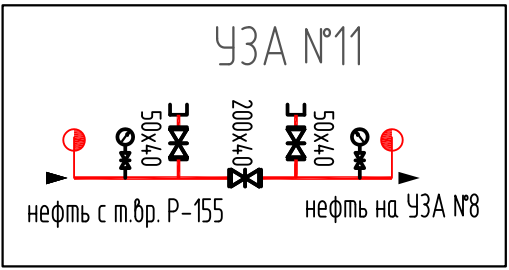
70

Схема проектируемых коммуникаций по объекту "Нефтепровод куст №3 - ДНС-2" Присклоновое месторождения

начало трассы автодороги
(примыкание к АД ЛУКОЙЛ ТПП Ямалнефтегаз)

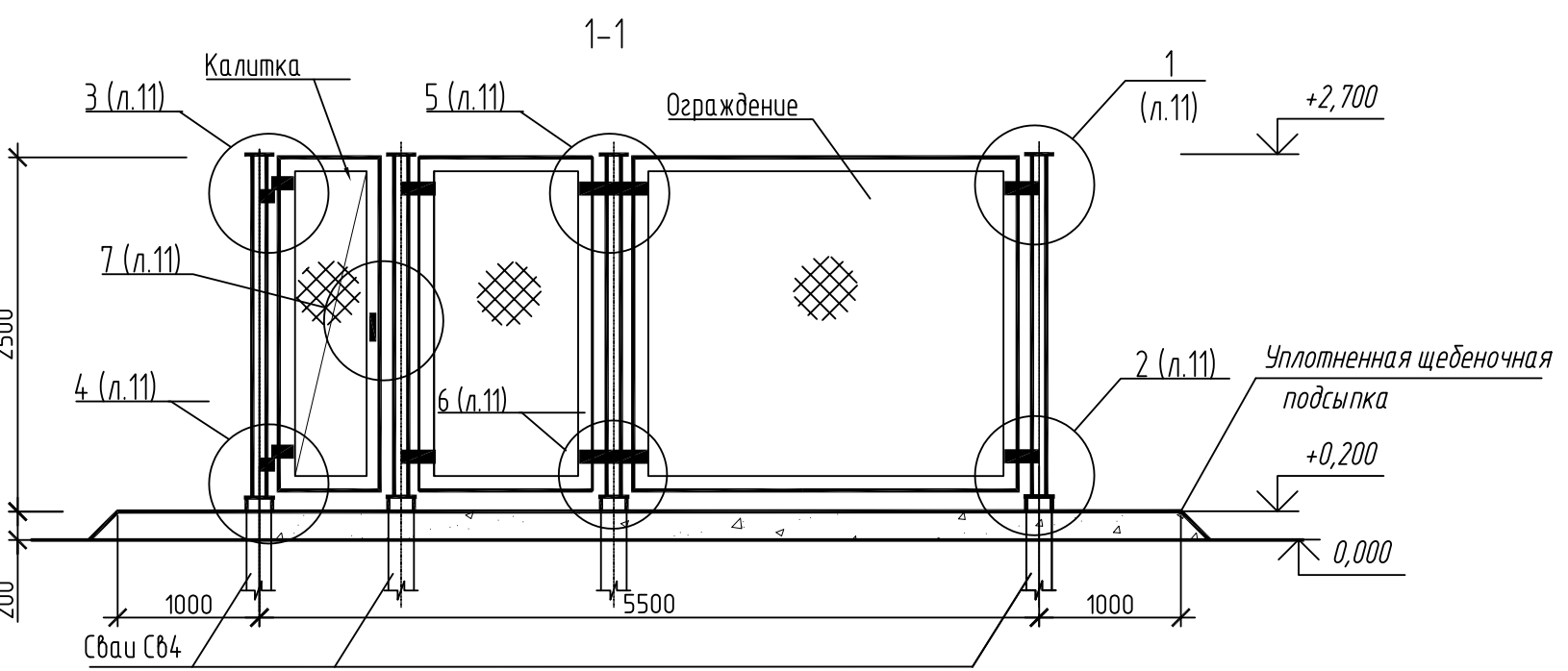
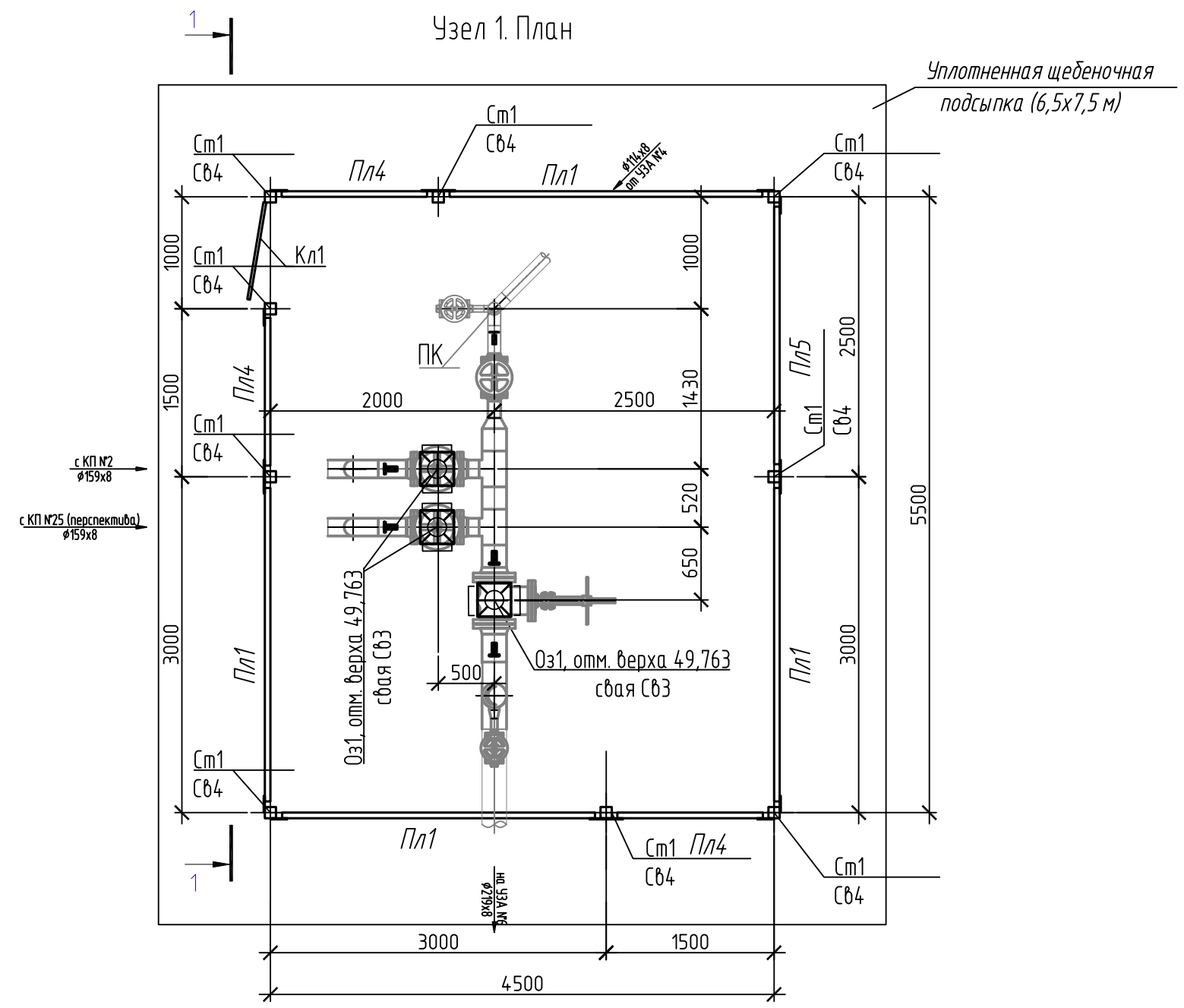


- Условные обозначения:**
- сущ. площадки объектов добычи
 - перспективные площадки объектов добычи
 - перспективные нефтегазопроводы
 - действ. нефтегазопроводы
 - проект. нефтегазопровод т.бр. куст №3-т.бр. куст №2
 - проект. нефтегазопровод т.бр. куст №5-УЗАН4
 - проект. нефтегазопровод т.бр. куст №2-т.бр. ДНС-2
 - проект. Нефтегазопровод УЗА №12 (Р-155) Губкинского месторождения - точка брезки нефтепровод куст №3-ДНС-2 Присклоновое месторождения
 - ▲— - проект. автодороги
 - ▲— - сущ. автодороги
 - манометрическая сборка
 - "вантузная" задвижка с БРС
 - граница проектирования



101-21-ТКР1. ГЧ1				
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклоновое месторождения				
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись
Разраб.	Габитов			01.02.22
Нефтегазопроводы			Страница	Лист
			П	1
Технологическая схема			ООО "ИЦ "Проектор"	
Н.контр.	Иванов			01.02.22
ГИП	Писарев			01.02.22

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



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **49,80**.
2. Размеры обозначенные значком "" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $d=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - 48,75 м²).
9. Площадь застройки - 24,75 м².

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	4		
Пл4	л.8	Панель Пл4 (1500)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	1		
Оз1	л.9	Опора Оз1	3		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	8		

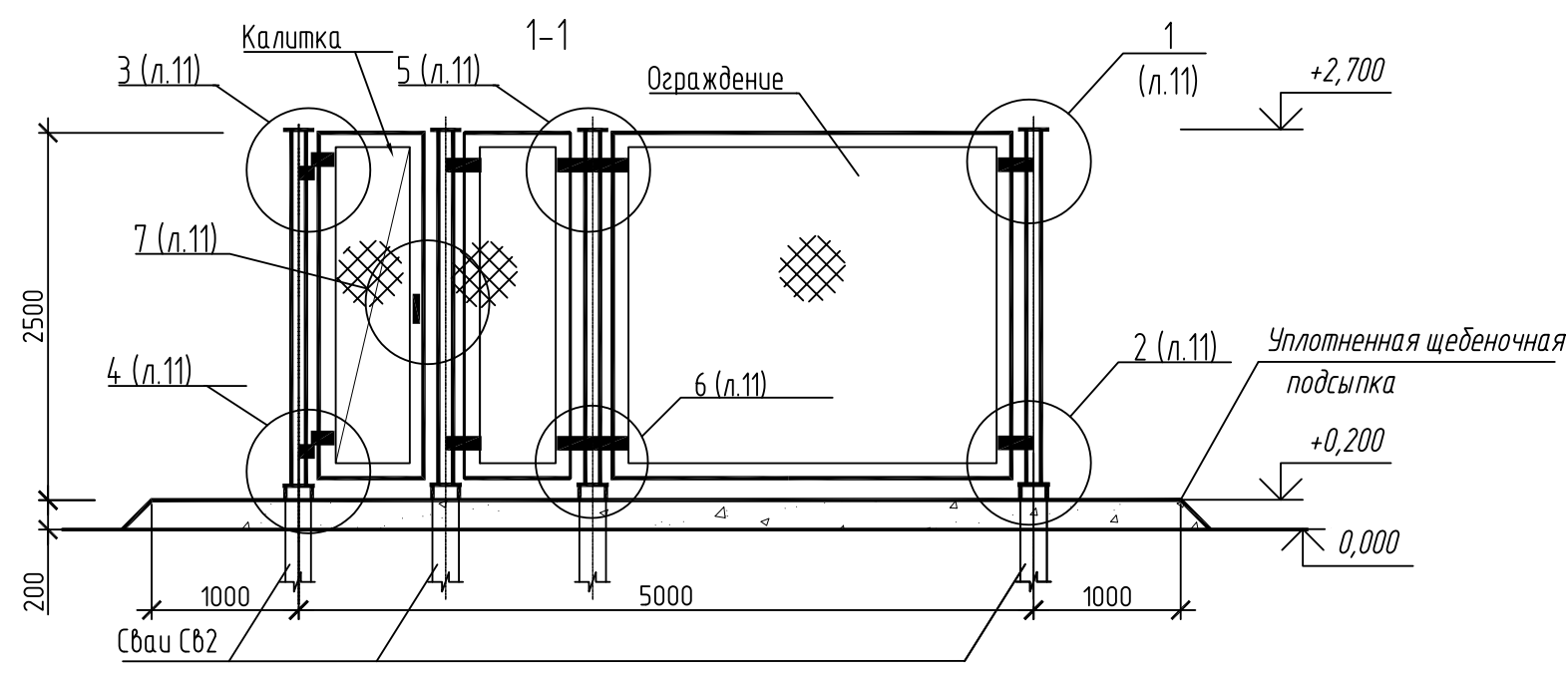
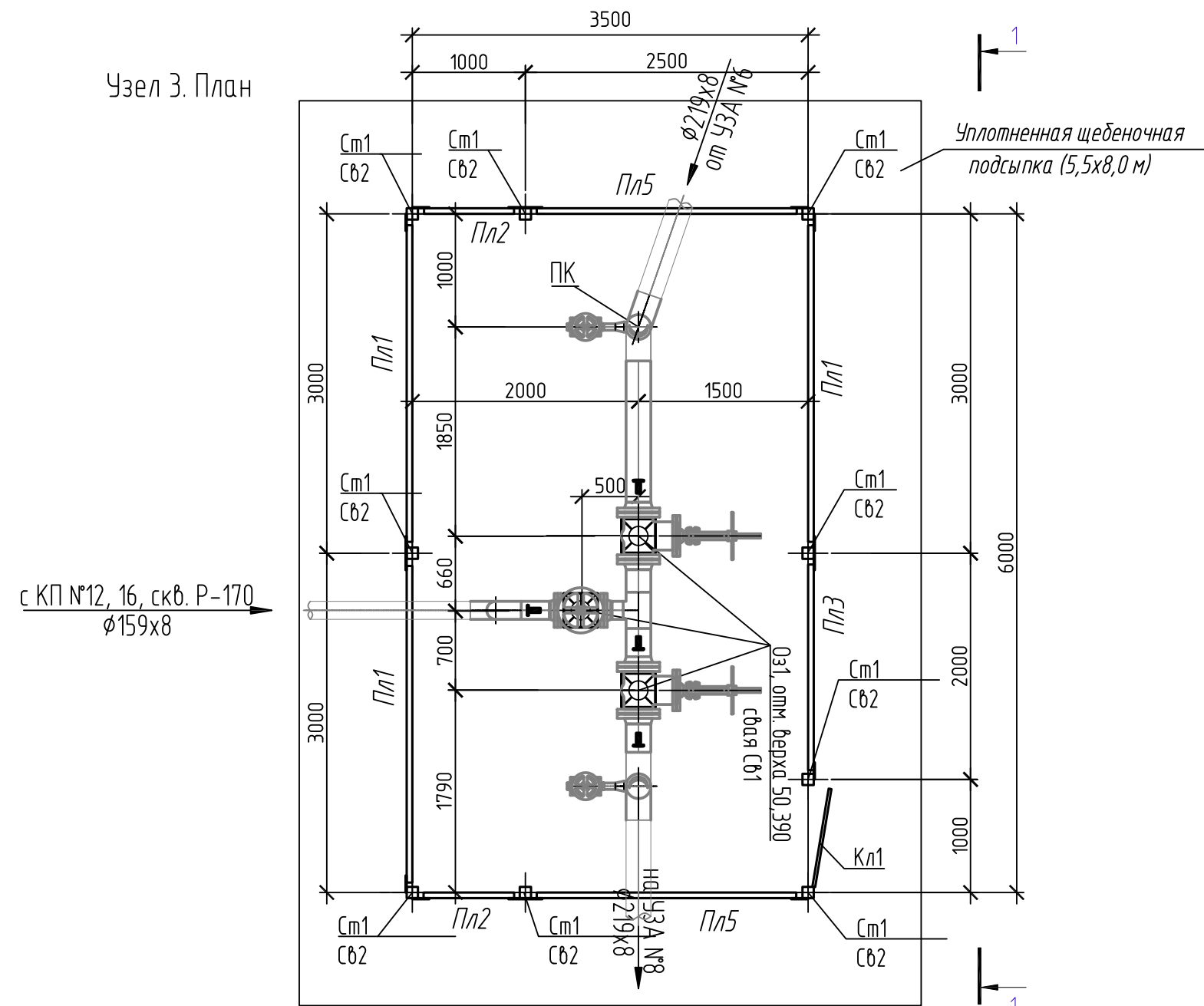
Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубку	после срубку			
	⊕	СБ3(л.7)	-	49,753	0,55	Задать до проектной отм.	3
	⊕	СБ4(л.7)	-	49,420	0,35	Задать до проектной отм.	9

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

101-21-ТКР1.ГЧ2					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Колучи	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				09.03.23
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2				Стадия	Лист
				П	1
Узел 1				ООО "ИЦ "Проектор"	
Н.контр.	Иванов			09.03.23	
ГИП	Писарев			09.03.23	

Узел 3. План



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **49,80**.
2. Размеры обозначенные значком ""*"" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $d=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - **44,00 м²**).
9. Площадь застройки - **21,0 м²**.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	3		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	2		
Пл3	л.8	Панель Пл3 (2000)	1		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
Оз1	л.9	Опора Оз1	3		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	8		

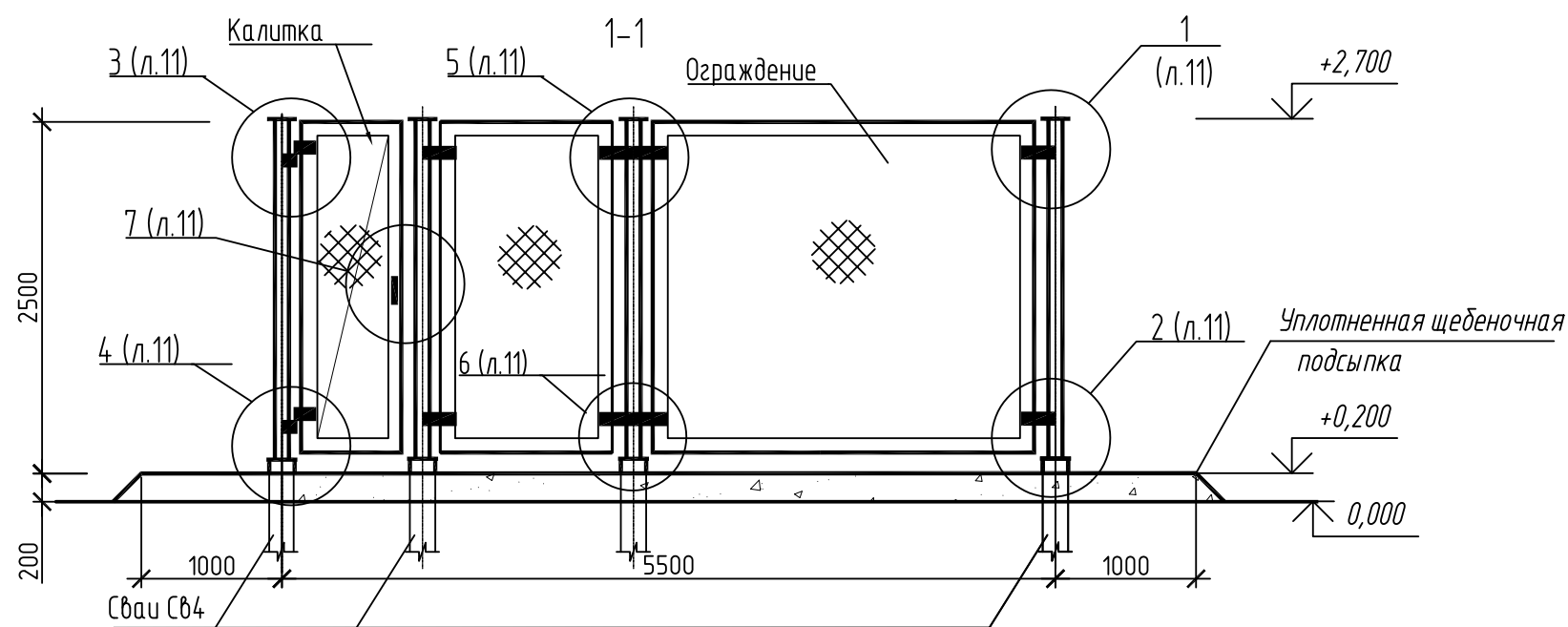
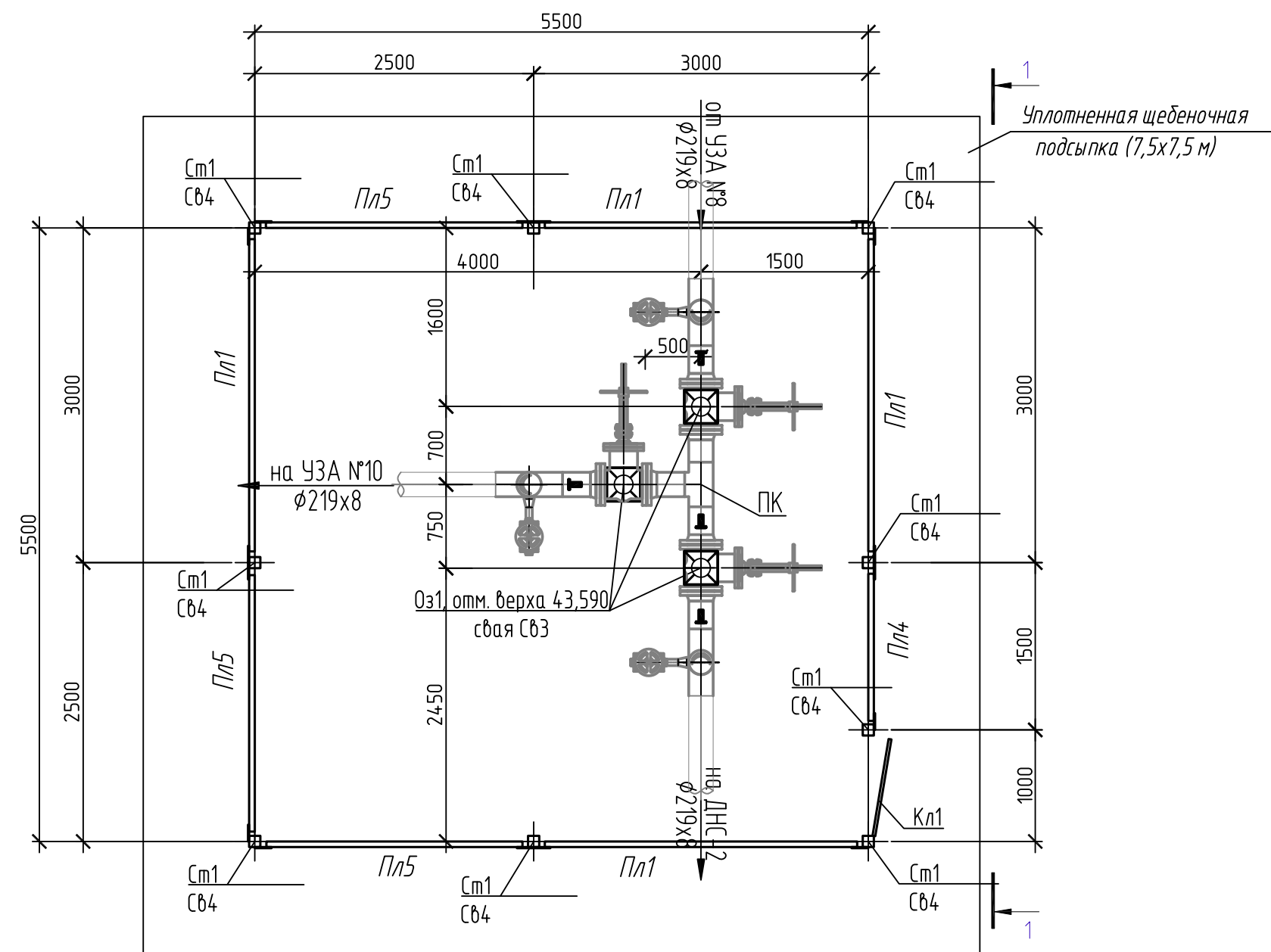
Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный откат, мм	кол-во шт
			до срубку	после срубку			
	⊕	СВ1(л.7)	-	50,380	0,55	Задать до проектной отм.	3
	⊕	СВ2(л.7)	-	50,100	0,35	Задать до проектной отм.	9

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

101-21-ТКР1.ГЧ2					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				09.03.23
Проб.					09.03.23
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2					
			Стадия	Лист	Листов
			П	3	
Узел 3					
ООО "ИЦ "Проектор"					
Н.контр.	Иванов				09.03.23
ГИП	Писарев				09.03.23

Узел 4. План



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **43,00**.
2. Размеры обозначенные значком "" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Лихе" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $d=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - **56,25** м²).
9. Площадь застройки - **30,25** м².

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	4		
Пл4	л.8	Панель Пл4 (1500)	1		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	3		
Оз1	л.9	Опора Оз1	3		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
Ст1	л.10	Стойка Ст1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	8		

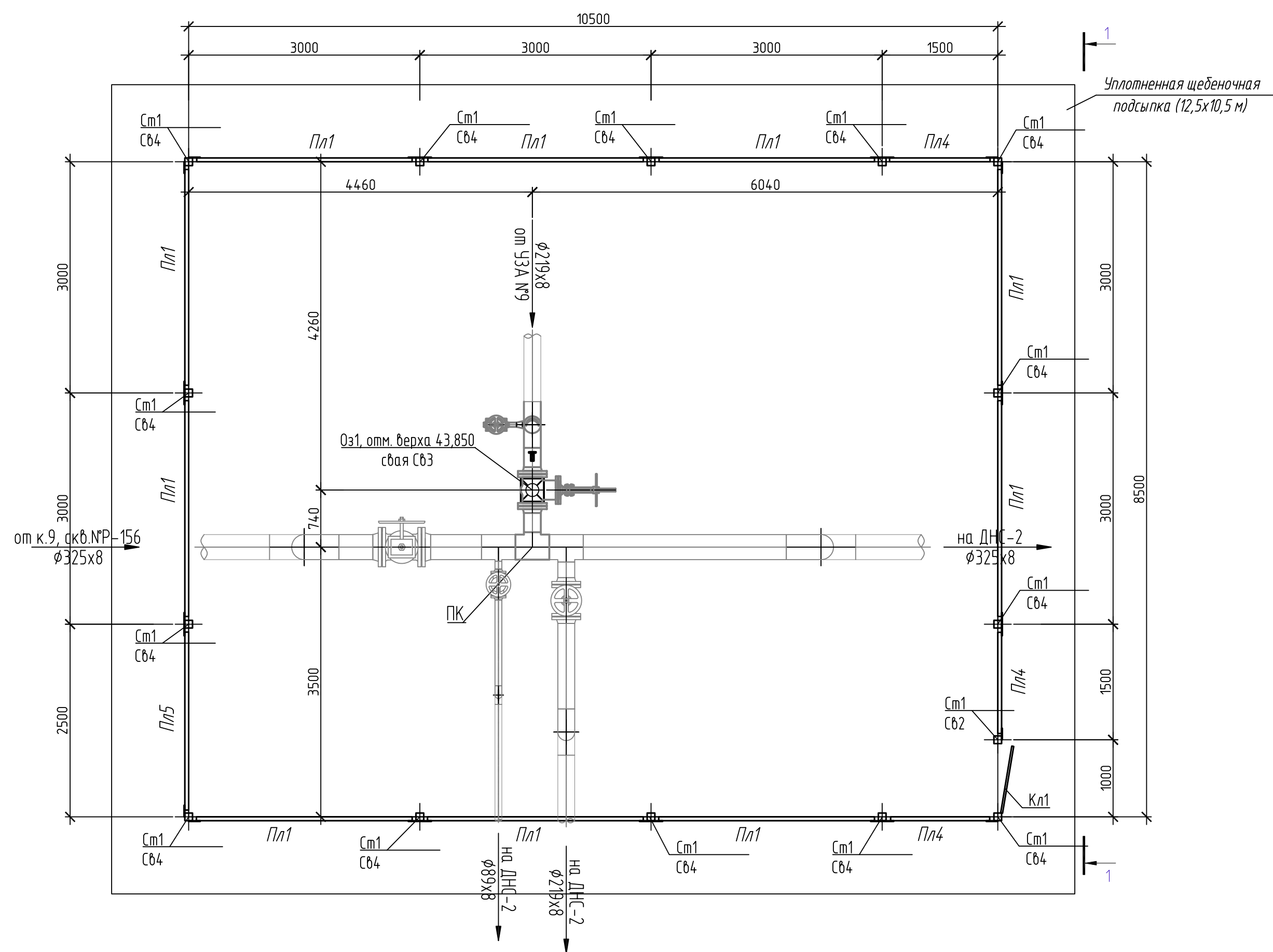
Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубку	после срубку			
	⊕	Св3(л.7)	-	43,580	0,55	Задать до проектной отм.	3
	⊕	Св4(л.7)	-	43,300	0,35	Задать до проектной отм.	9

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

101-21-ТКР1.ГЧ2					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				09.03.23
Проб.					09.03.23
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2					
			Стадия	Лист	Листов
			П	4	
Н.контр.	Иванов				09.03.23
ГИП	Писарев				09.03.23
Узел 4					
ООО "ИЦ "Проектор"					

Узел 5. План

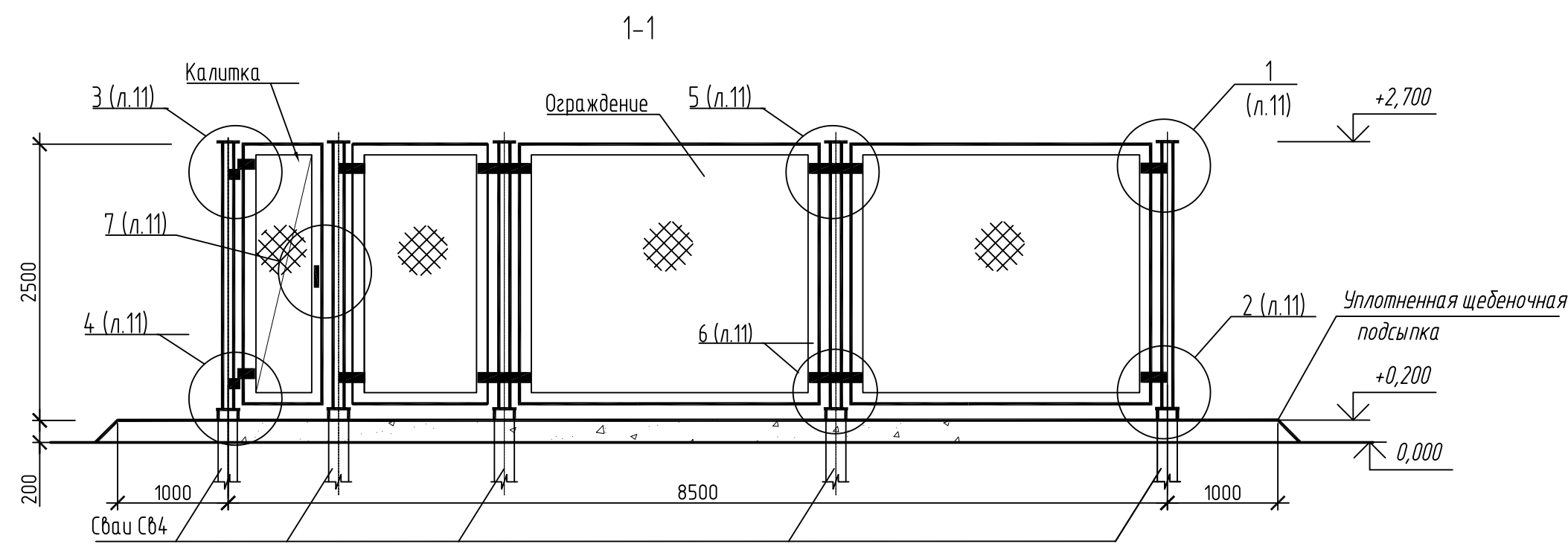


Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	10		
Пл4	л.8	Панель Пл4 (1500)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	1		
Оз1	л.9	Опора Оз1	1		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	15		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	20		

Таблица сваёв

NN п/п	условное обознач.	марка сваёв	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубку	после срубку			
	⊕	Сб3 (л.7)	-	43,840	0,55	Забить до проектной отм.	1
	⊕	Сб4 (л.7)	-	43,360	0,35	Забить до проектной отм.	15



- За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 43,06.
- Размеры обозначенные значком "" уточнить по месту.
- Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ 30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы Φ 114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- Сварку металлоконструкций производить электродами Э42 по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
- Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82*.
- Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
- Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Луке" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
- Выполнить отсыпку $\delta=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - 131,25 м²).
- Площадь застройки - 89,25 м².

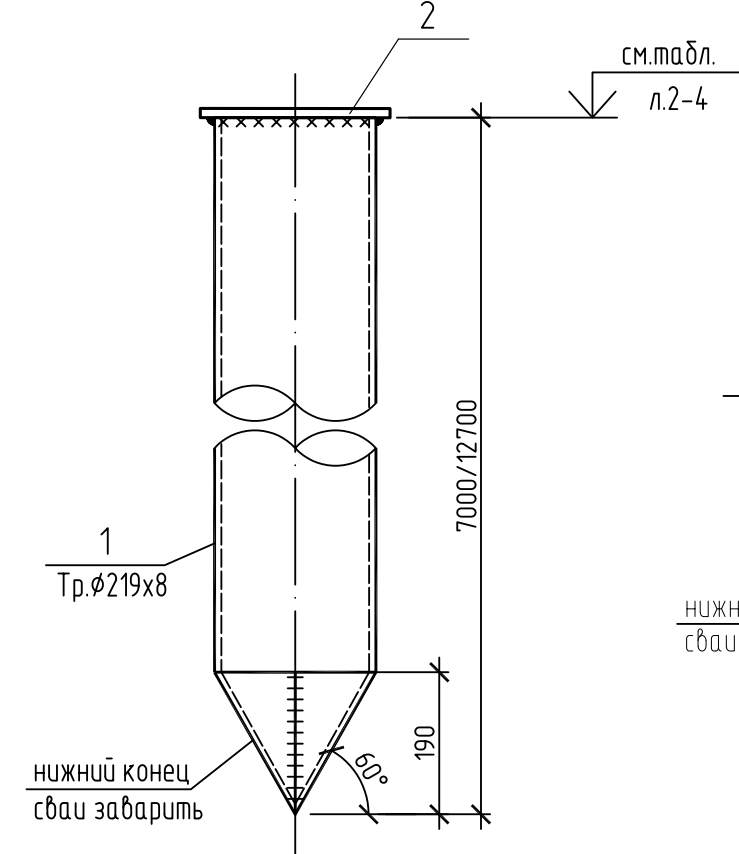
101-21-ТКР1.ГЧ2					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонного месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				09.03.23
Проб.					09.03.23
			Нефтегазопровод м.вр. куст №2-м.вр. ДНС-2		
			Стадия	Лист	Листов
			П	5	
Н.контр.	Иванов				09.03.23
ГИП	Писарев				09.03.23
Узел 5				ООО "ИЦ "Проектор"	

Взам. инв. №

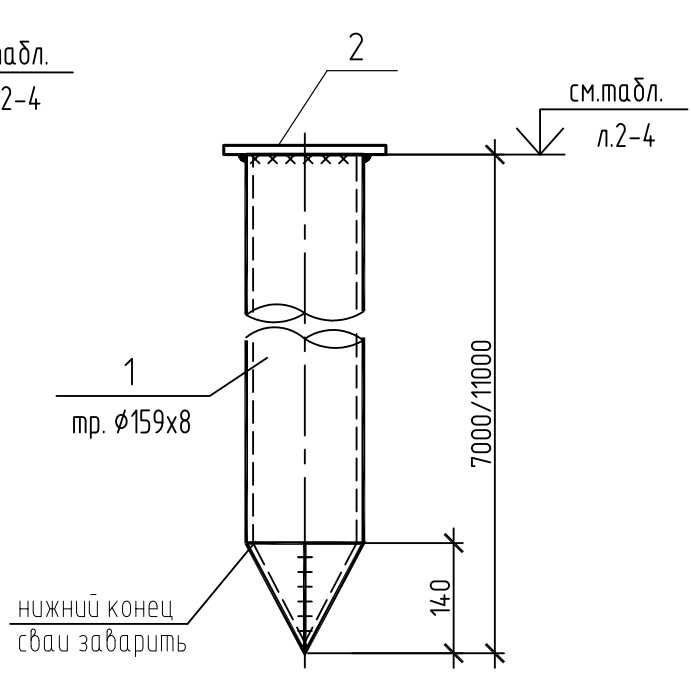
Подп. и дата

Инв. № подл.

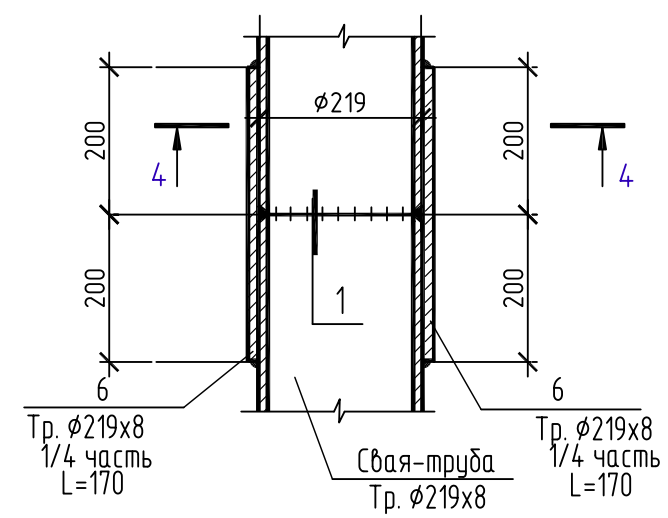
Свая металлическая Св1,Св3



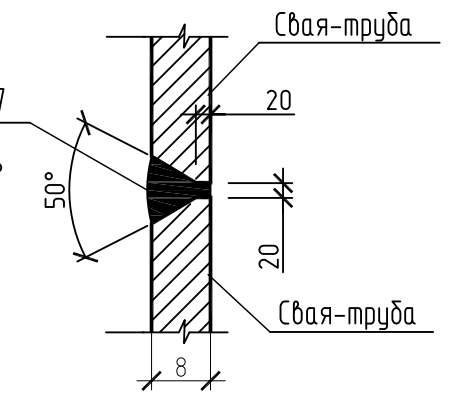
Свая металлическая Св2,Св4



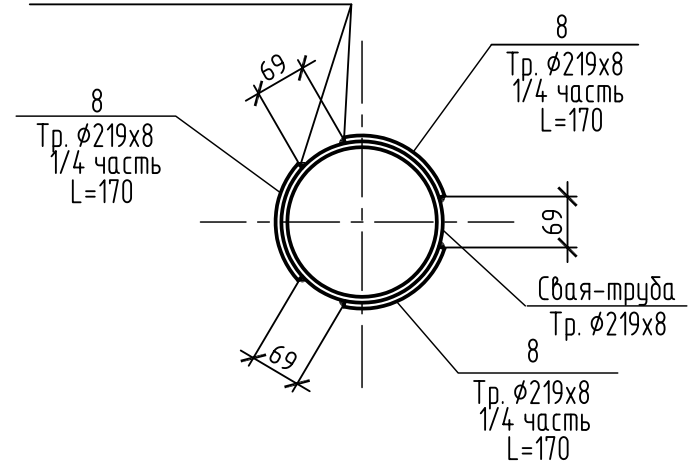
Равнопрочный стык по длине сваи $\phi 219$



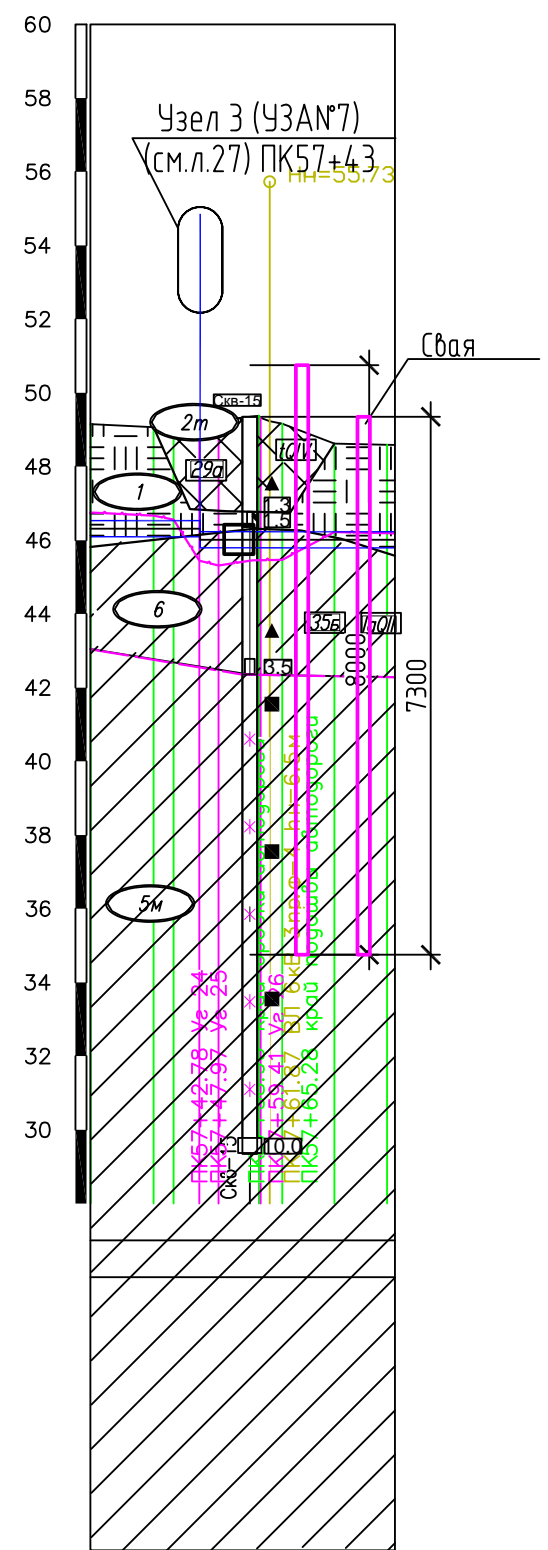
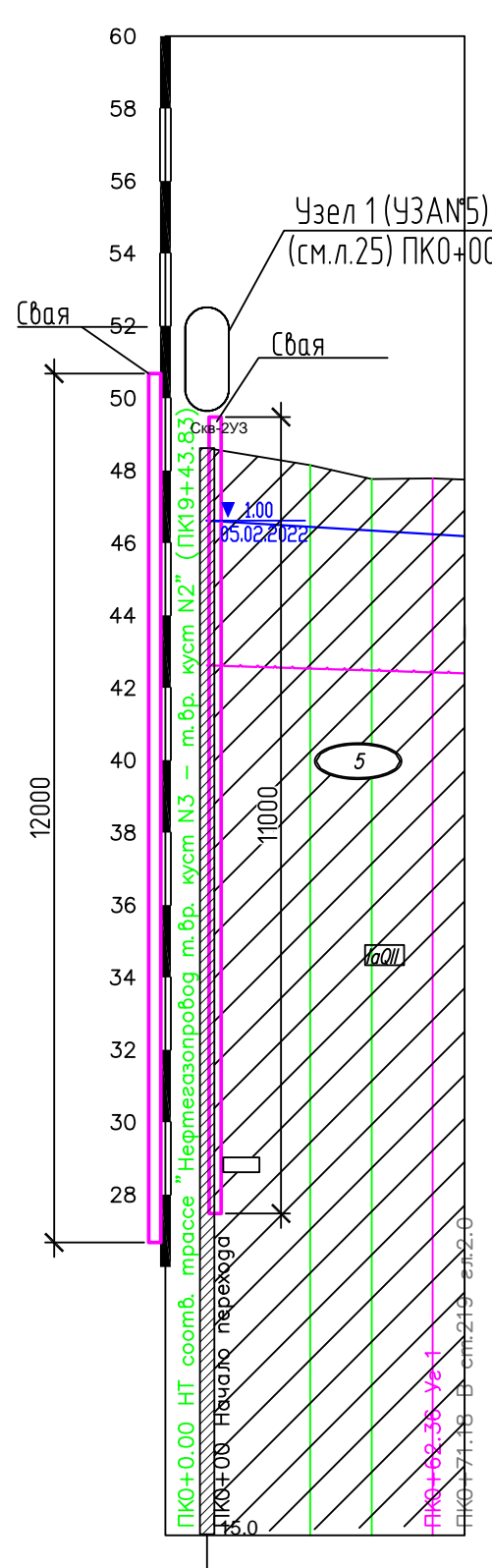
ГОСТ 5264-80*-С17
После сварки стык зашлифовать



ГОСТ 5264-80*-Н1-8



Инженерно-геологический разрез



Спецификация элементов сборной конструкции

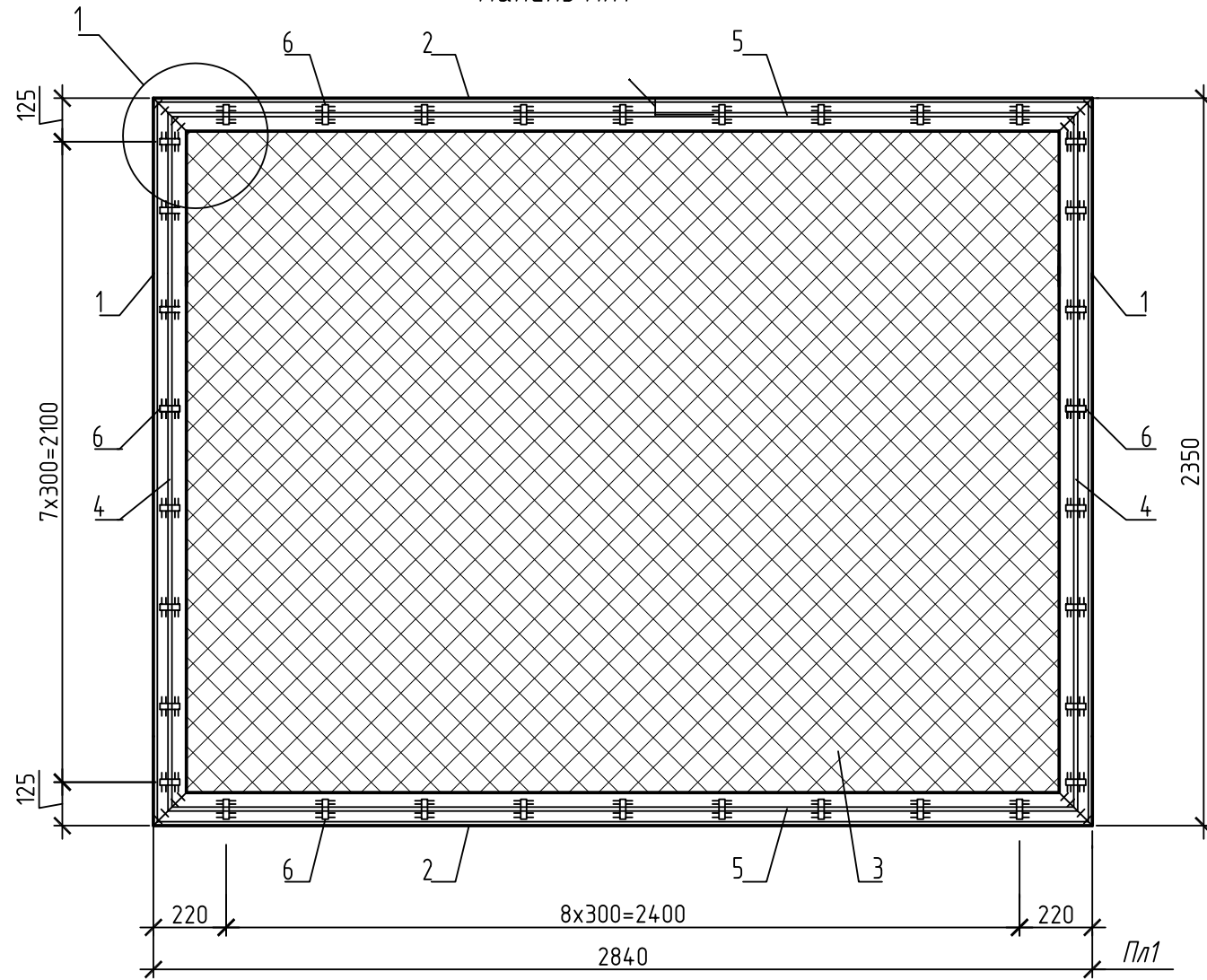
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
Свая металлическая Св1					
1	Тр. $\phi 219 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=7000		1	291,4	
2	Лист 10х220х220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2021		1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 18	0,26		м ³
Свая Св2					
1	Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=7000		1	208,6	
2	Лист 10х220х220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2021		1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 18	0,07		м ³
Свая Св3					
1	Тр. $\phi 219 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=12700		1	528,7	
		Тр. $\phi 219 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=400	1	16,7	
2	Лист 10х220х220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2021		1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 18	0,48		м ³
Свая Св4					
1	Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=11000		1	327,7	
2	Лист 10х220х220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2021		1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 18	0,22		м ³

- Несущая способность сваи Св1 узла 1 принята по расчету и составляет 8,0 т
- Несущая способность сваи Св3 узла 2 и 3 принята по статическому зондированию Инженерно-геологических изысканий по объекту: «Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения», выполненных ООО «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность сваи диаметром 168 мм длиной 10,5 м с учетом сил морозного пучения составляет 7,4 т.
- Нижний конец сваи-трубы раскроить на конус и кромки заварить.
- После забивки сваи, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 18. Для смеси использовать портландцемент марки 400 по ГОСТ 10178-85 (в целях предохранения сваи от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения антикоррозионных условий).
- Пластику сверху приварить после заполнения сваи цементно-песчаной смесью.

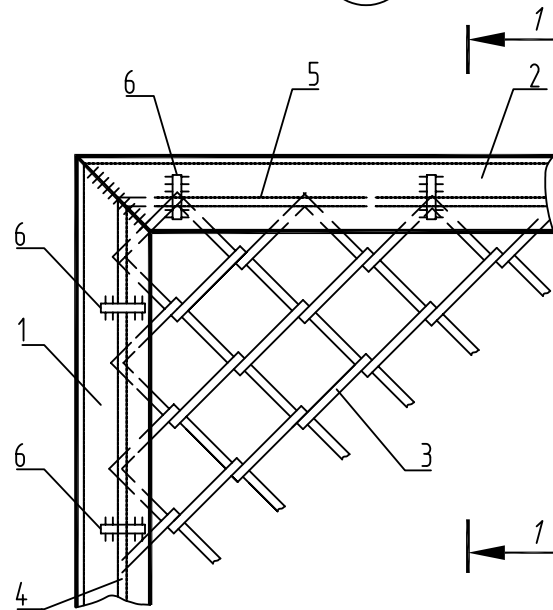
101-21-ТКР1.ГЧ2					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов			<i>[Signature]</i>	09.03.23
Проб.				<i>[Signature]</i>	09.03.23
Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2				Стадия	Лист
				П	6
Сваи Св1-Св4				ООО «ИЦ «Проектор»	
Н.контр.	Иванов			<i>[Signature]</i>	09.03.23
ГИП	Писарев			<i>[Signature]</i>	09.03.23

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

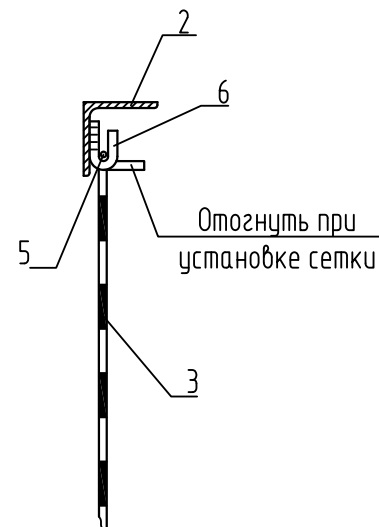
Панель Пл1



1



Разрез 1-1



Спецификация стали на один элемент

Марка	Номер поз.	Профиль	Длина, мм	Кол., шт.	Масса, кг			ГОСТ
					1 поз.	всех	марки	
Пл1	1	Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255 ГОСТ 27772-2015	2350	2	8,9	17,8	57,7	5336-80
	2	Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255 ГОСТ 27772-2015	2840	2	10,7	21,4		
	3	Сетка 2-50-3,0-0	2820x2330	1	15,9	15,9		
	4	Круг 6 ГОСТ 2590-2006 С255 ГОСТ 27772-2015	2300	2	0,5	1,0		
	5	Круг 6 ГОСТ 2590-2006 С255 ГОСТ 27772-2015	2790	2	0,6	1,2		
	6	Круг 6 ГОСТ 2590-2006 С255 ГОСТ 27772-2015	50	34	0,011	0,4		

- Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.17 табл. 38.
- Металлические конструкции окрасить антикоррозионной композицией ЦИНОТАН за один раз по ТУ 2312-017-12288779-2003 (80 мкм) с последующей окраской эмалью ПОЛИТОН-УР за один раз по ТУ 2312-029-12288779-2002 (60 мкм) и финишным покрытием ПОЛИТОН-УР (УФ) за один раз по ТУ 20.30.12-033-12288779-2018 (60 мкм) в построчных условиях.
- Панели Пл2, Пл3, Пл4, Пл5 выполнить аналогично Пл1 по размерам, указанным на схеме ограждения, см. л. 2-6.

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

101-21-ТКР1.ГЧ2

«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения

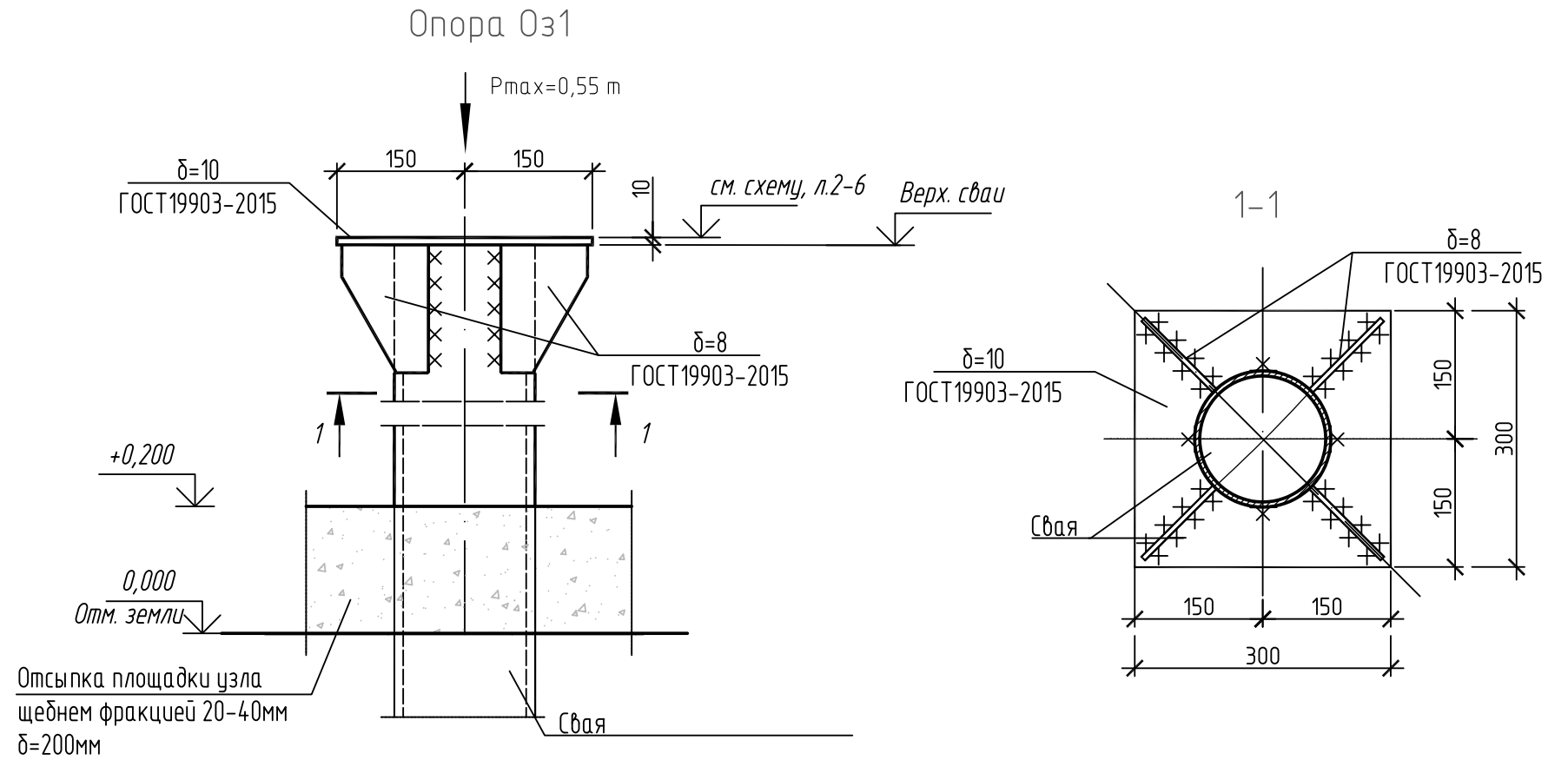
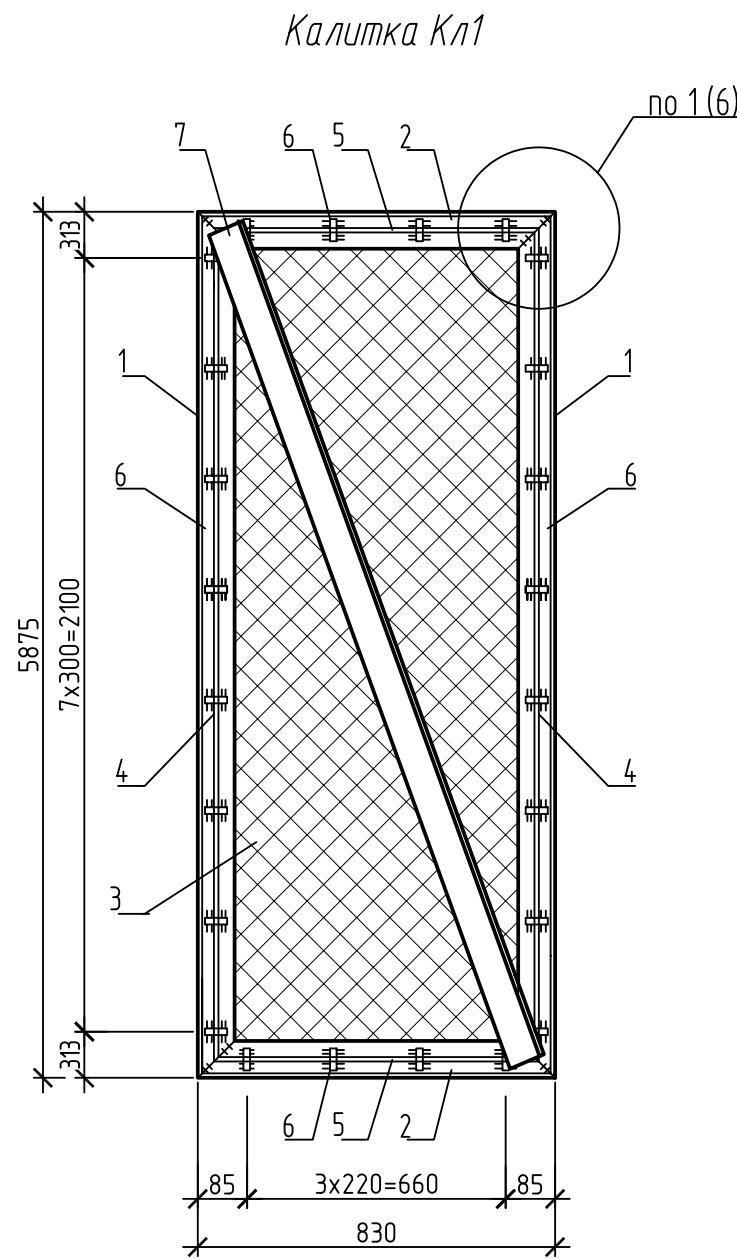
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Габитов		<i>[Signature]</i>	09.03.23
Проб.					09.03.23
Н.контр.		Иванов		<i>[Signature]</i>	09.03.23
ГИП		Писарев		<i>[Signature]</i>	09.03.23

Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2

Стадия	Лист	Листов
П	7	

Панель ограждения Пл1

ООО "ИЦ "Проектор"



Отсыпка площадки узла
щебнем фракцией 20-40мм
δ=200мм

Спецификация к схеме расположения элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора Оз1			
		Лист 10x300x200-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2015	1	7,07	
		Лист 8x200x120-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2015	4	1,51	

Спецификация стали на один элемент

Марка	Номер поз.	Профиль	Длина, мм	Кол., шт.	Масса, кг			ГОСТ
					1 поз.	всех	марки	
Кл1	1	Уголок 50x50x5 ГОСТ8509-93 С255 ГОСТ27772-2015	2350	2	8,9	17,8	39,3	5336-80
	2	Уголок 50x50x5 ГОСТ 8509-93 С255 ГОСТ27772-2015	830	2	3,1	6,2		
	3	Сетка 2-50-3,0-0	810x2330	1	4,6	4,6		
	4	Круг 6 ГОСТ 2590-2006 С255 ГОСТ 27772-2015	2300	2	0,5	1,0		
	5	Круг 6 ГОСТ 2590-2006 С255 ГОСТ 27772-2015	780	2	0,2	0,4		
	6	Круг 6 ГОСТ 2590-2006 С255 ГОСТ 27772-2015	50	24	0,011	0,3		
	7	Уголок 50x50x5 ГОСТ8509-93 С255 ГОСТ27772-2015	2400	1	9,0	9,0		

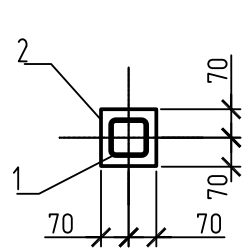
- Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
- Металлические конструкции окрасить антикоррозионной композицией ЦИНТОАН за один раз по ТУ 2312-017-12288779-2003 (80 мкм) с последующей окраской эмалью ПОЛИТОН-УР за один раз по ТУ 2312-029-12288779-2002 (60 мкм) и финишным покрытием ПОЛИТОН-УР (УФ) за один раз по ТУ 20.30.12-033-12288779-2018 (60 мкм) в построечных условиях.

						101-21-ТКР1.ГЧ2			
						«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Габитов				09.03.23		П	8	
Проб.					09.03.23				
Н.контр.	Иванов				09.03.23	Калитка Кл1	ООО "ИЦ "Проектор"		
ГИП	Писарев				09.03.23				

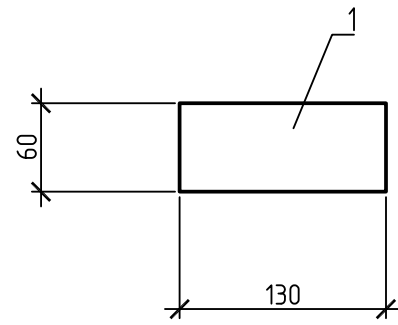
Спецификация стали на один элемент

Марка	Номер поз.	Профиль	Длина, мм	Кол. шт.	Масса, кг			ГОСТ
					1 поз.	всех	марки	
Изделие Им1	1	Лист 6x60, ГОСТ19903-2015 С255 ГОСТ27772-2015	130	1	0,37	0,37	0,37	
Изделие Им2	1	Круг 10, ГОСТ2590-2006 С255 ГОСТ27772-2015	220	1	0,14	0,14	0,14	
Изделие Им3	1	Труба 28x2,5, ГОСТ10704-91 ВстЭст5 ГОСТ10705-80	70	1	0,11	0,11	0,33	
	2	Лист 8x60, ГОСТ19903-2015 С255 ГОСТ27772-2015	70	1	0,22	0,22		
Изделие Им4	1	Круг 20, ГОСТ2590-2006 С255 ГОСТ27772-2015	160	1	0,40	0,40	0,67	
	2	Лист 8x60, ГОСТ19903-2015 С255 ГОСТ27772-2015	70	1	0,27	0,27		
Изделие Им5	1	Лист 6x40, ГОСТ19903-2015 С255 ГОСТ27772-2015	60	1	0,12	0,12	0,12	
Изделие Им6	1	Лист 6x60, ГОСТ19903-2015 С255 ГОСТ27772-2015	260	1	0,73	0,73	0,73	
Стойка Ст1	1	Профиль 100x100x4 С255 ГОСТ27772-2015	2390	1	28,0	28,0	30,4	30245-2003
	2	Лист 4x140, ГОСТ19903-2015 С255 ГОСТ27772-2015	140	1	0,6	0,6		
	3	Лист 10x150, ГОСТ19903-2015 С255 ГОСТ27772-2015	150	1	1,8	1,8		

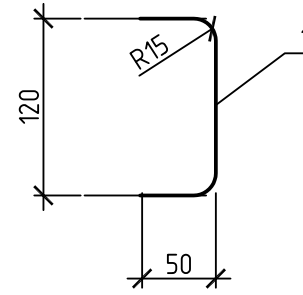
Разрез 1-1



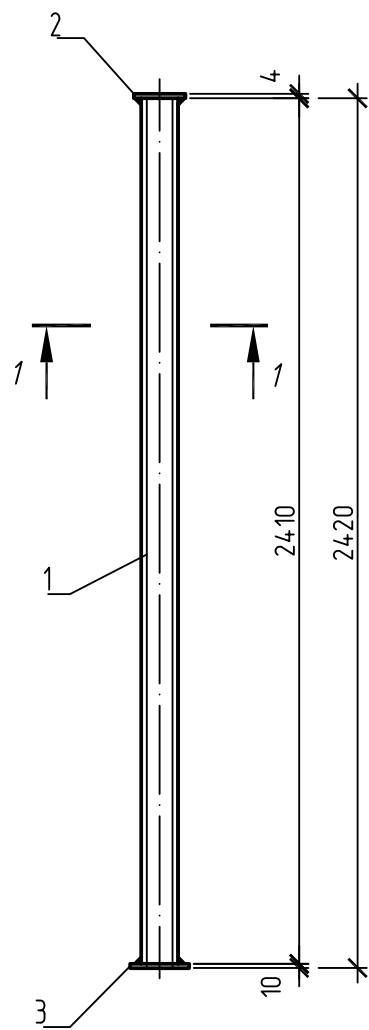
Изделие Им1



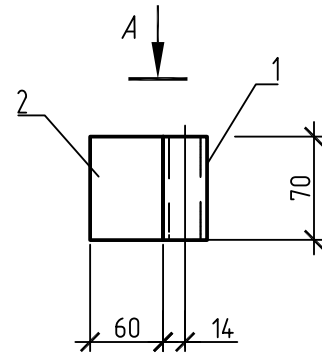
Изделие Им2



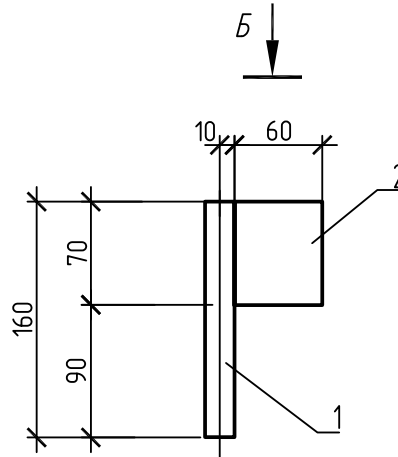
Стойка Ст1



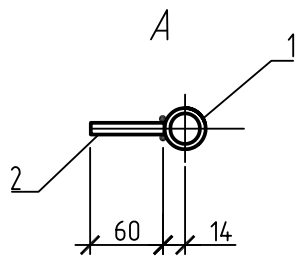
Изделие Им3



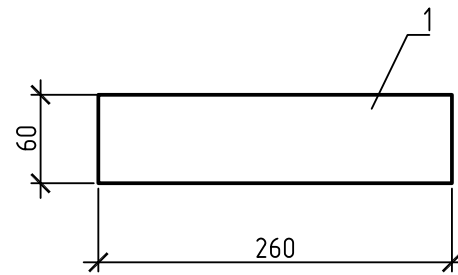
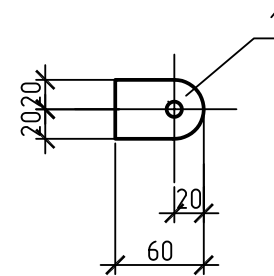
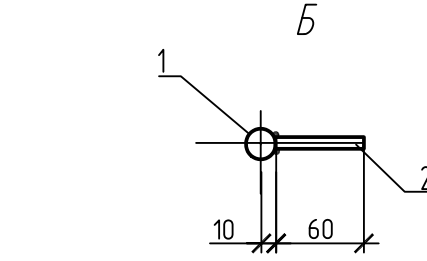
Изделие Им4



Изделие Им5



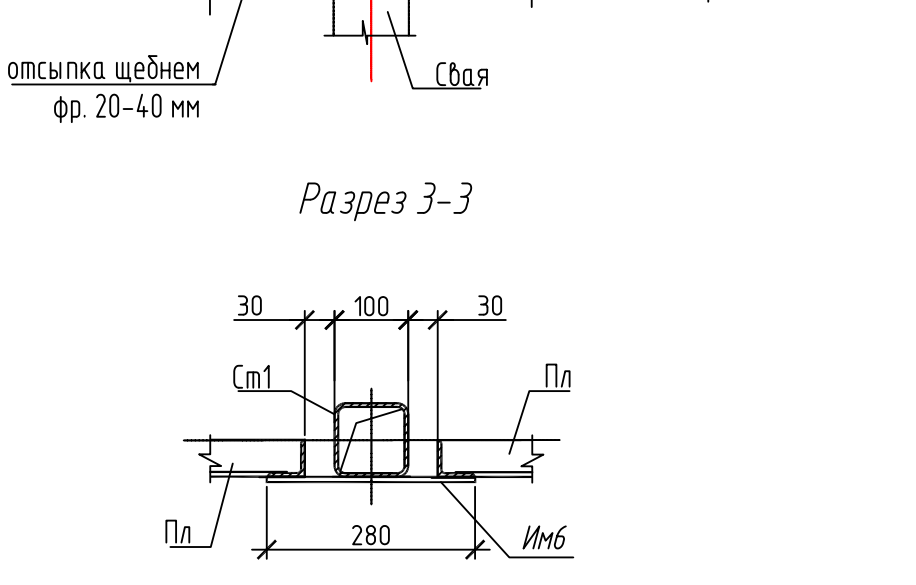
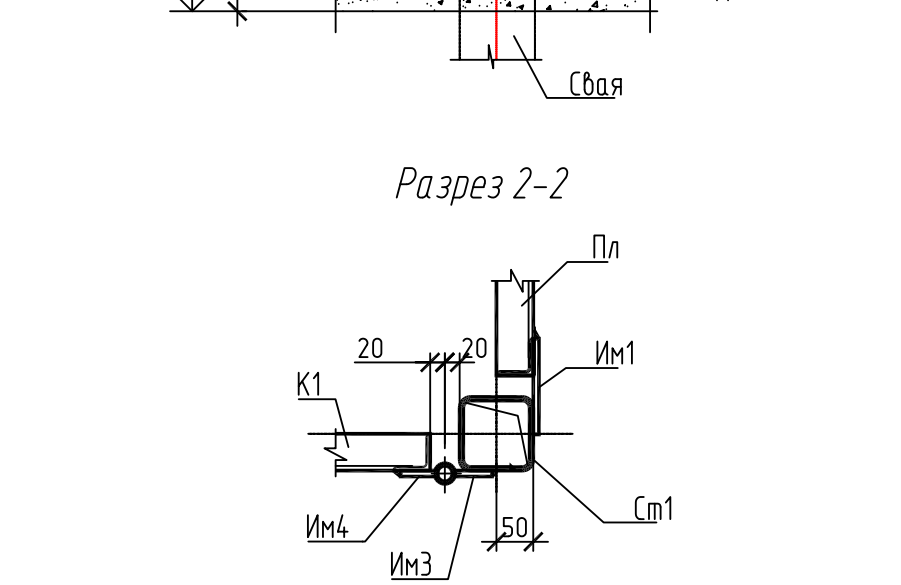
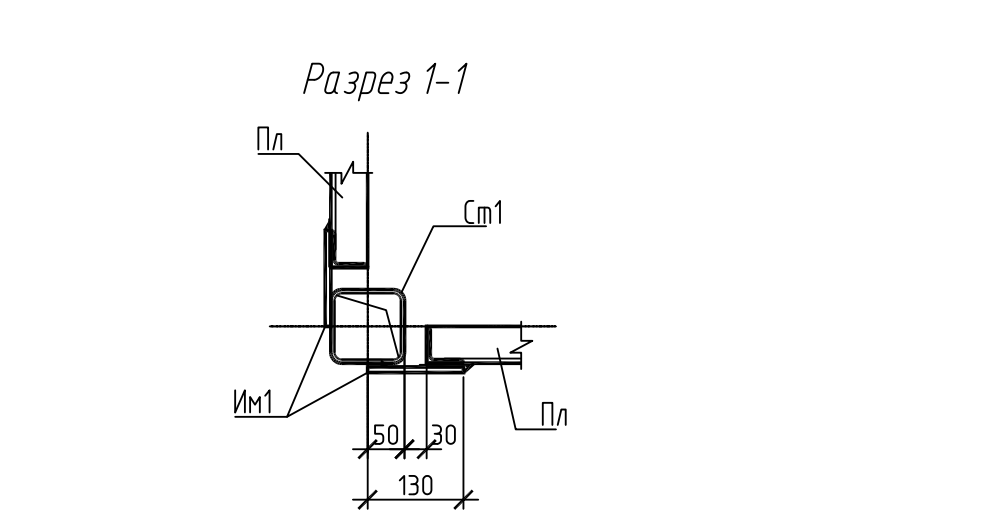
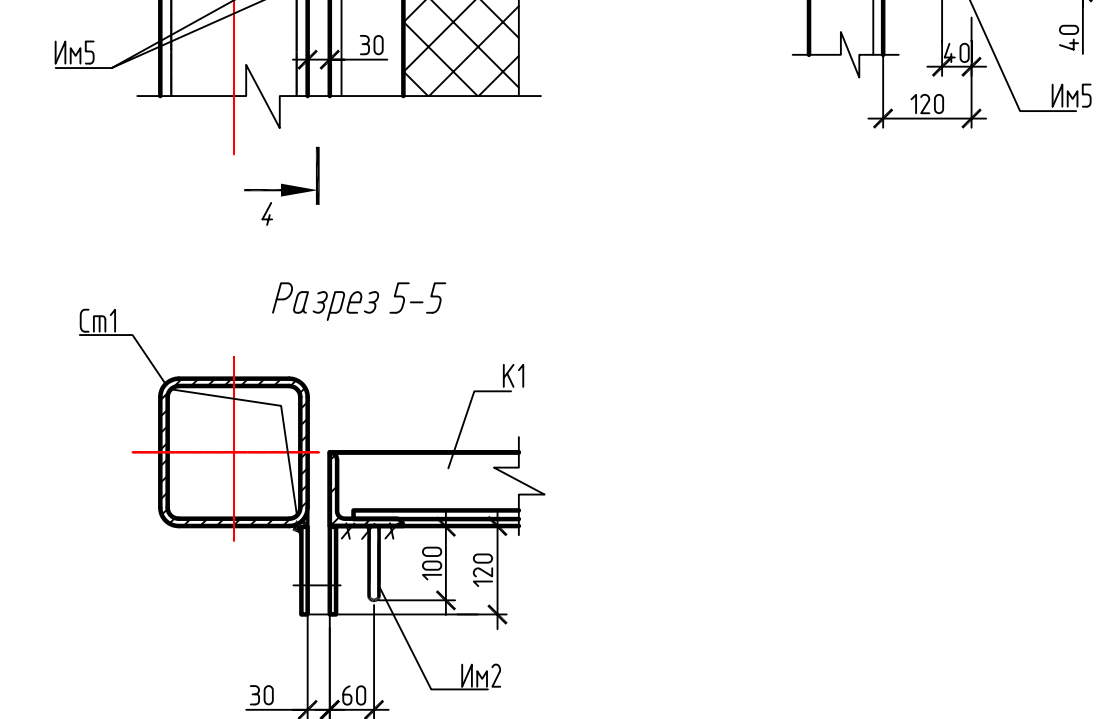
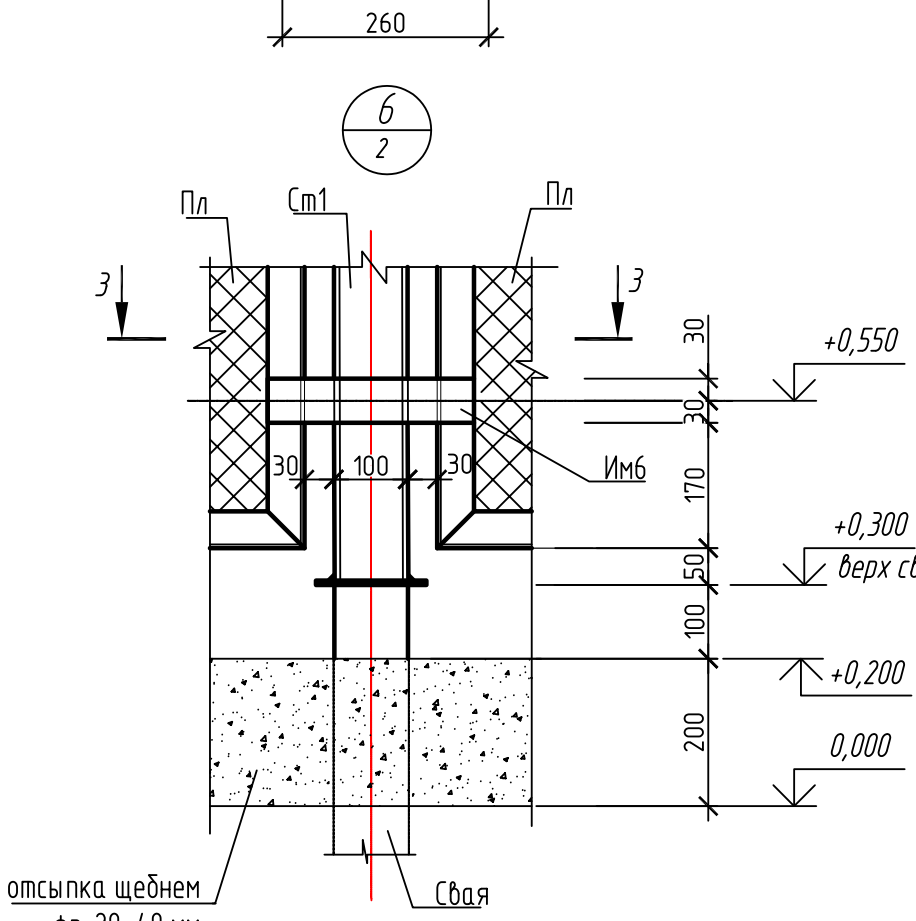
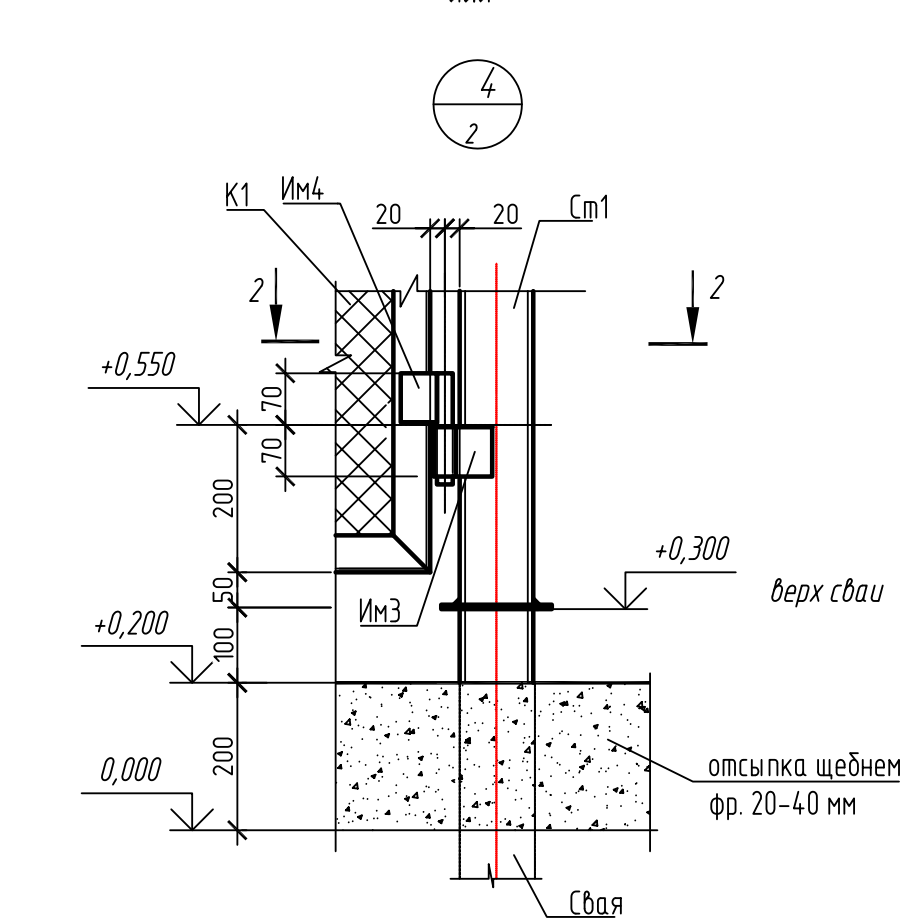
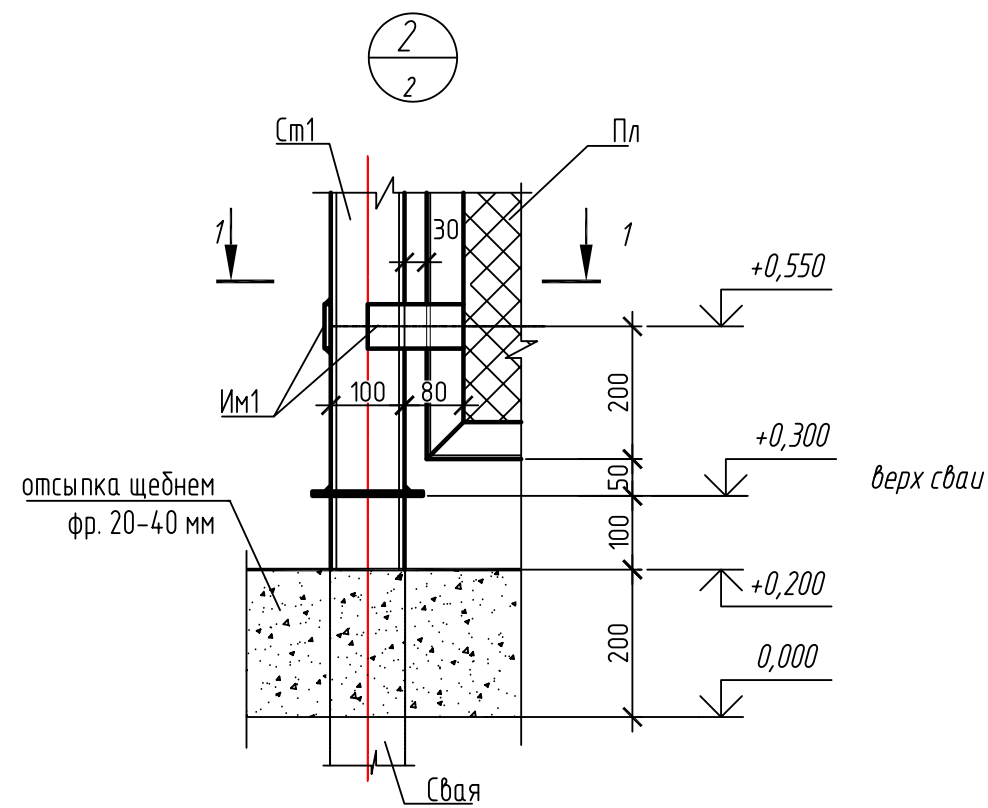
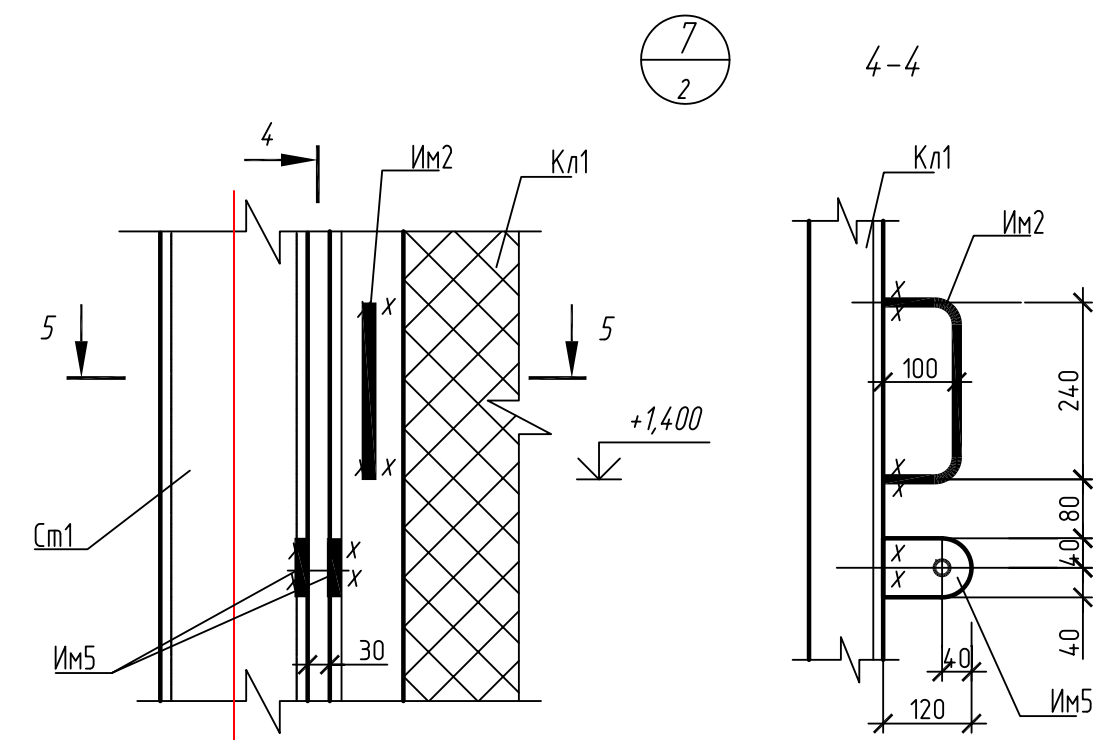
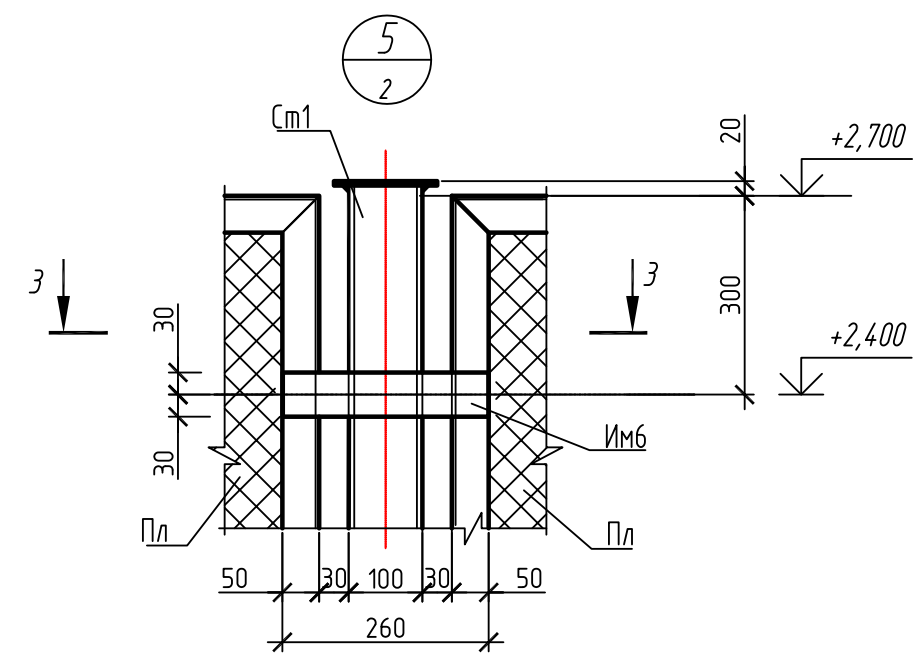
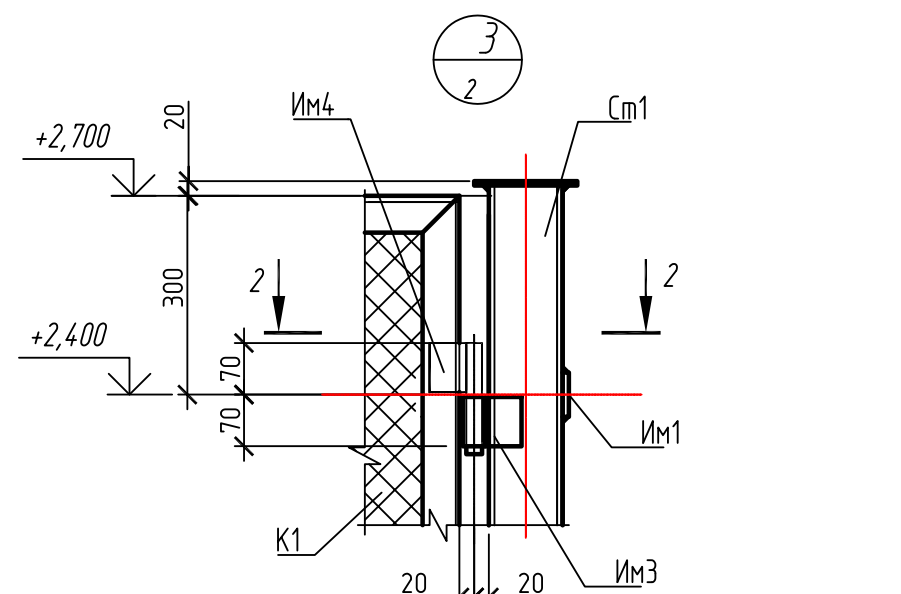
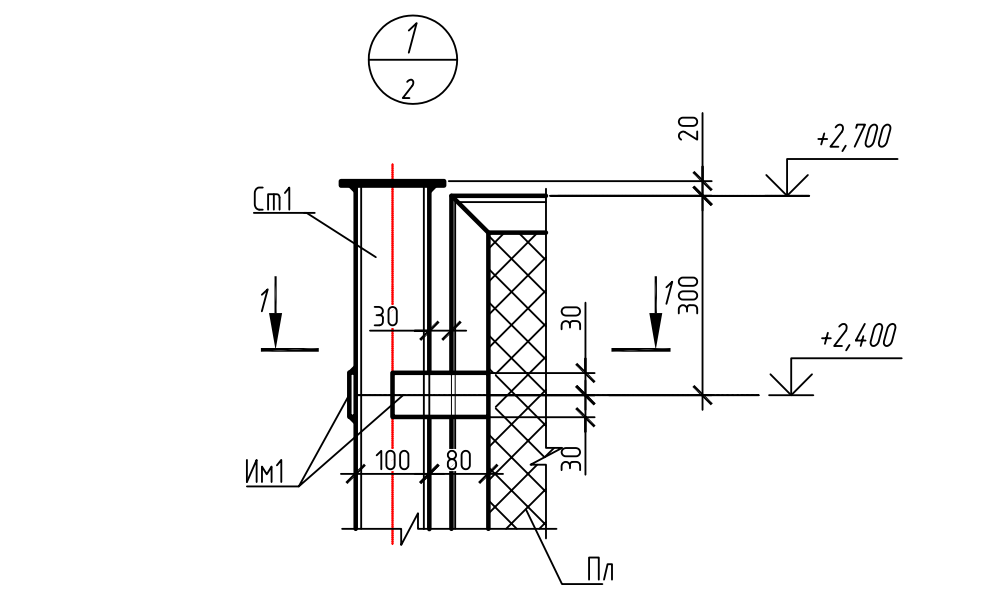
Изделие Им6



- Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
- Металлические конструкции окрасить антикоррозионной композицией ЦИНОТ АН за один раз по ТУ 2312-017-12288779-2003 (80 мкм) с последующей окраской эмалью ПОЛИТОН-УР за один раз по ТУ 2312-029-12288779-2002 (60 мкм) и финишным покрытием ПОЛИТОН-УР (УФ) за один раз по ТУ 20.30.12-033-12288779-2018 (60 мкм) в построчных условиях.

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

						101-21-ТКР1.ГЧ2			
						«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения			
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Габитов			09.03.23		П	9	
Проб.					09.03.23				
Н.контр.		Иванов			09.03.23	Стойка Ст1	ООО "ИЦ "Проектор"		
ГИП		Писарев			09.03.23				

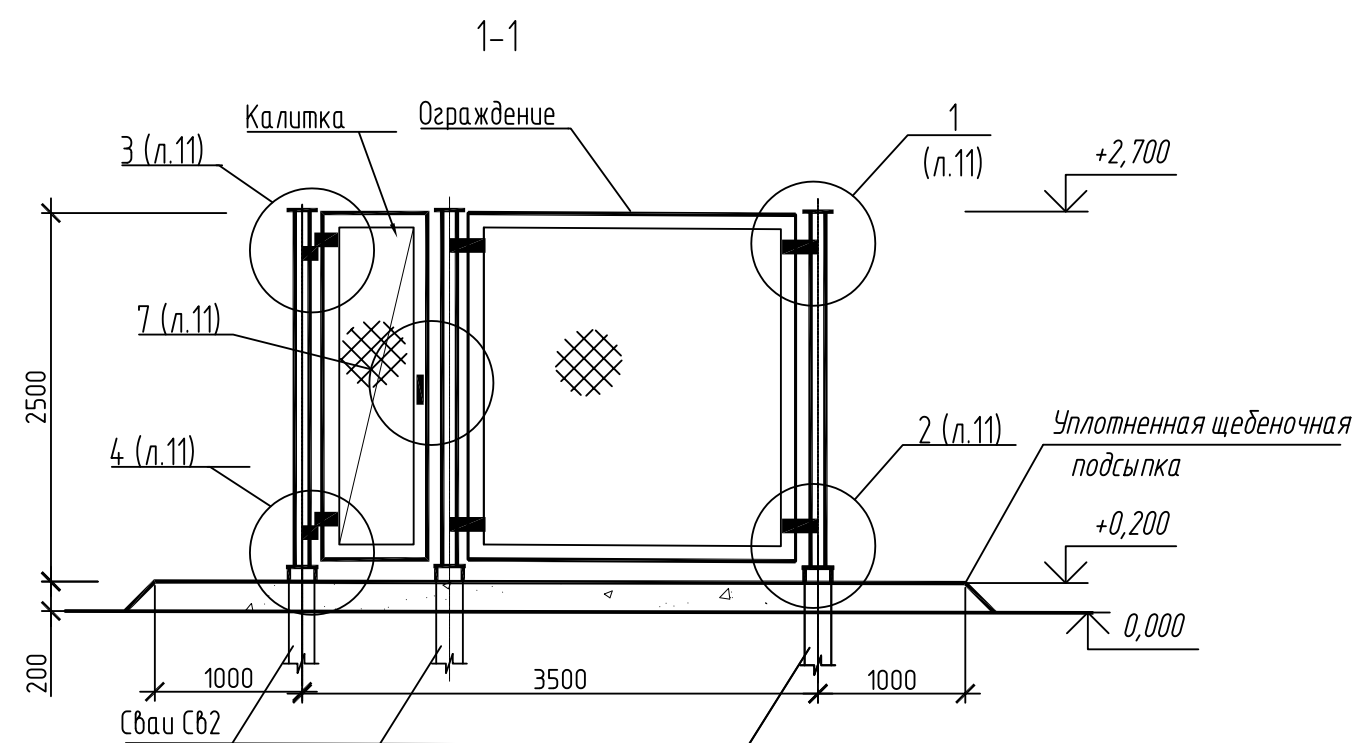
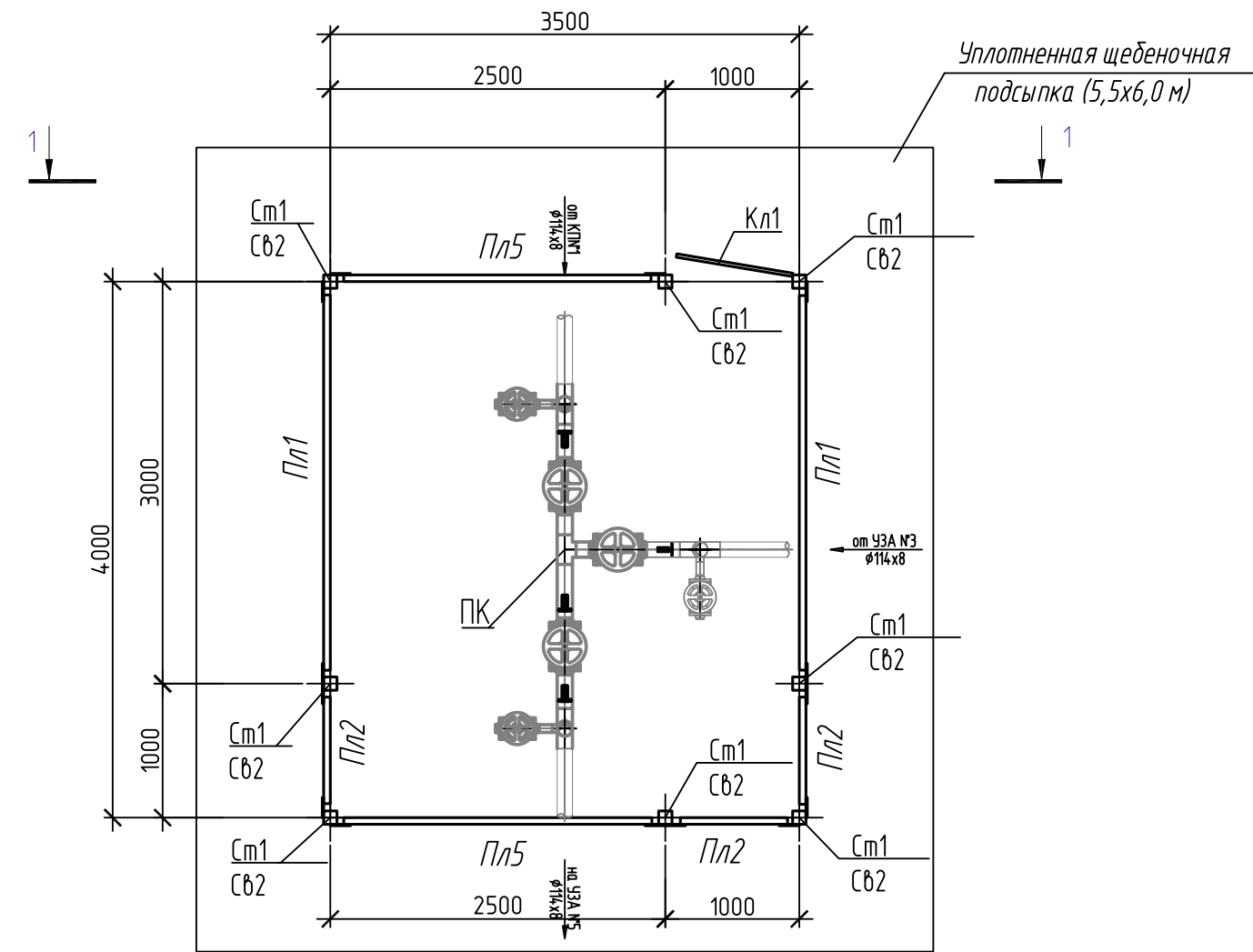


1. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.17 табл. 38.
2. Металлические конструкции окрасить антикоррозионной композицией ЦИНОТАН за один раз по ТУ 2312-017-12288779-2003 (80 мкм) с последующей окраской эмалью ПОЛИТОН-УР за один раз по ТУ 2312-029-12288779-2002 (60 мкм) и финишным покрытием ПОЛИТОН-УР (УФ) за один раз по ТУ 20.30.12-033-12288779-2018 (60 мкм) в построечных условиях.
3. Узлы замаркированы на л.2-6.

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

					101-21-ТКР1.ГЧ2			
					«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения			
Изм.	Колучи	Лист	№ док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Габитов				09.03.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	П	10
Проб.					09.03.23			
Н.контр.	Иванов				09.03.23	Узлы ограждения	ООО "ИЦ "Проектор"	
ГИП	Писарев				09.03.23			

Узел 2. План



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **50,34**.
2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ 30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\Phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $\delta=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - **33,00 м²**).
9. Площадь застройки - **14,00 м²**.

Спецификация

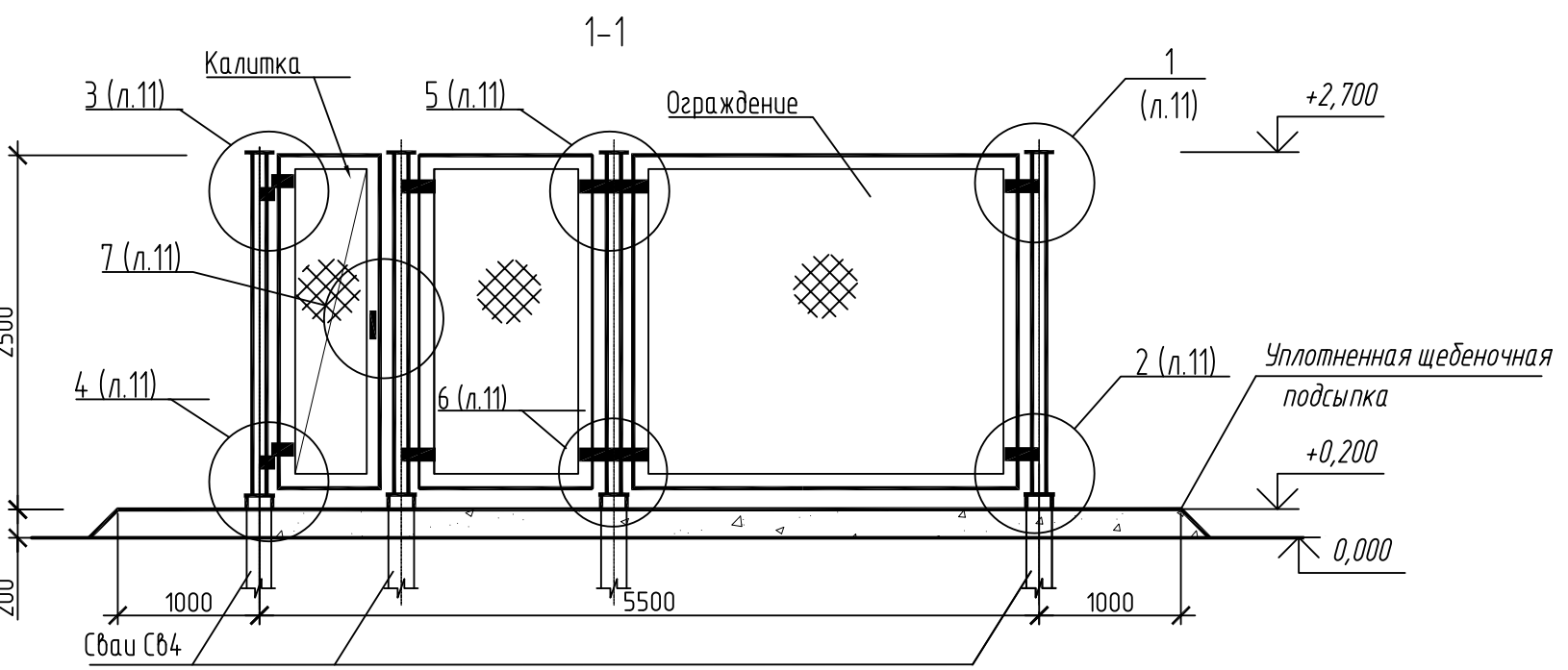
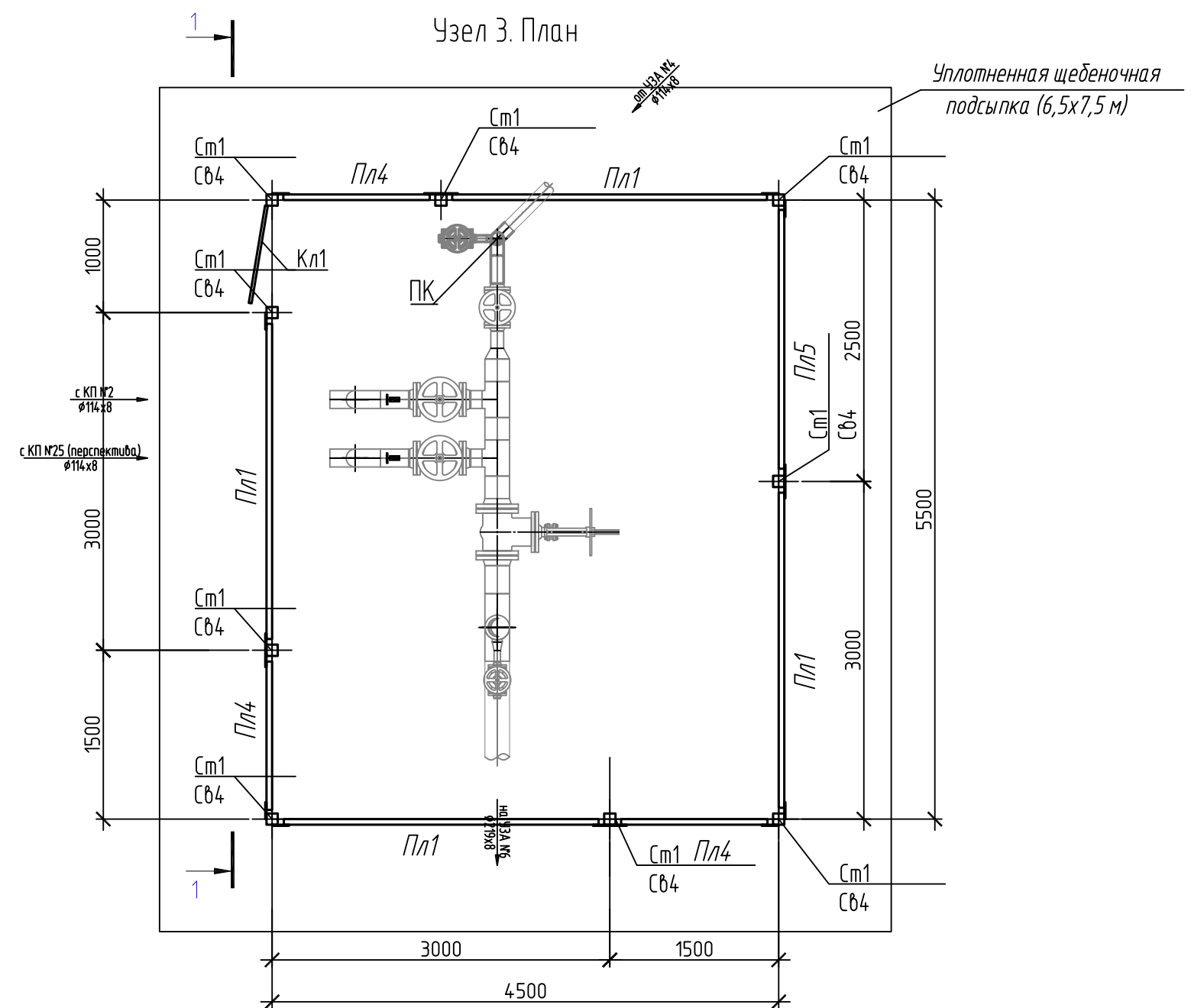
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	6		

Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубки	после срубки			
	Φ	Сб2(л.15)	-	50,64	0,35	Задать до проектной отм.	9

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

101-21-ТКР1.ГЧЗ					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				09.03.23
Проб.					25.01.23
Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2					
			Стадия	Лист	Листов
			П	2	
Узел 2					
Н.контр. Иванов			09.03.23		
ГИП Писарев			09.03.23		
ООО "ИЦ "Проектор"					



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **48,62**.
2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $b=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - 48,75 м²).
9. Площадь застройки - 24,75 м².

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	4		
Пл4	л.8	Панель Пл4 (1500)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	1		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	8		

Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубки	после срубки			
	ϕ	Сб4(л.15)	-	48,920	0,35	Задать до проектной отм.	9

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

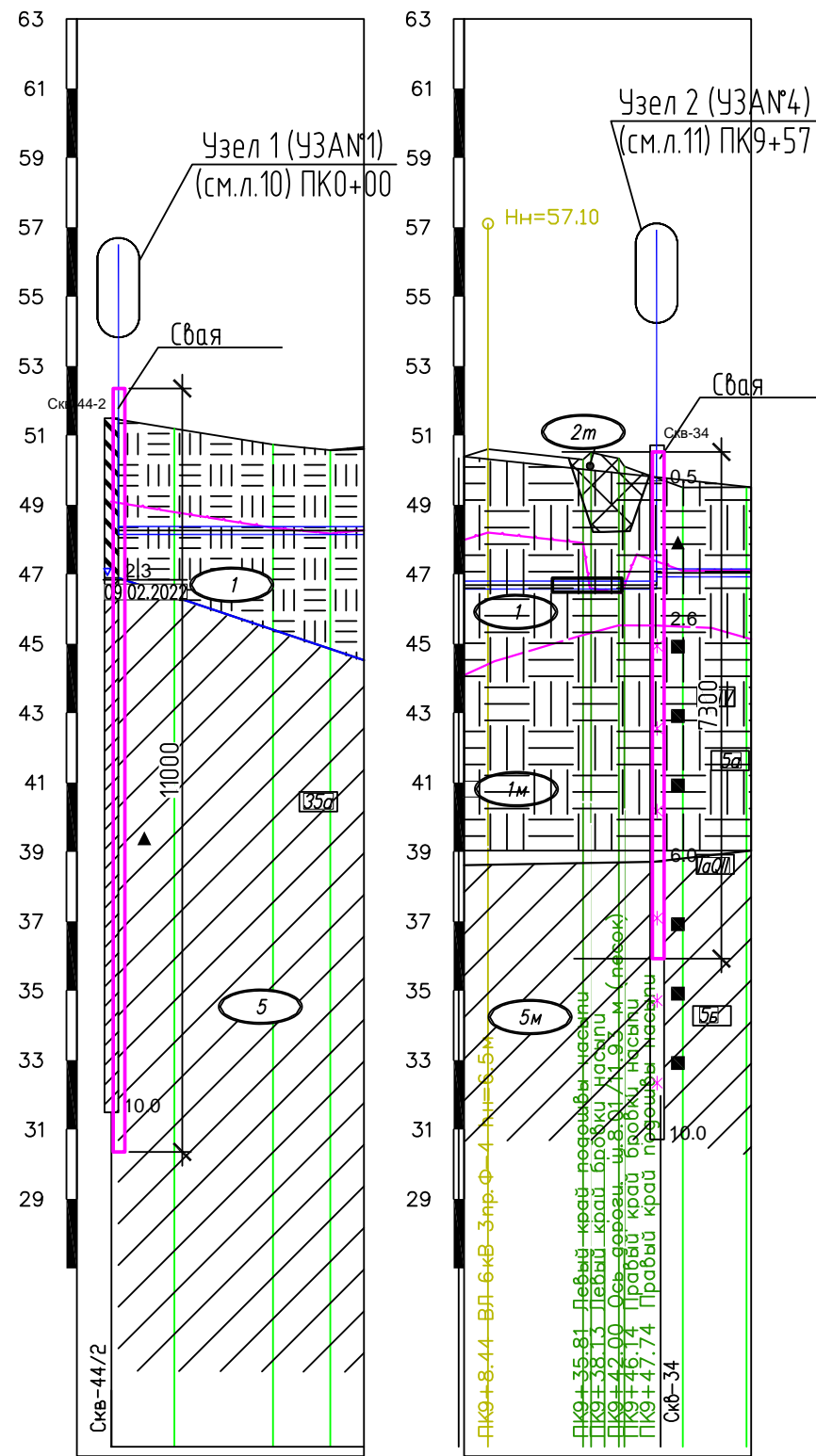
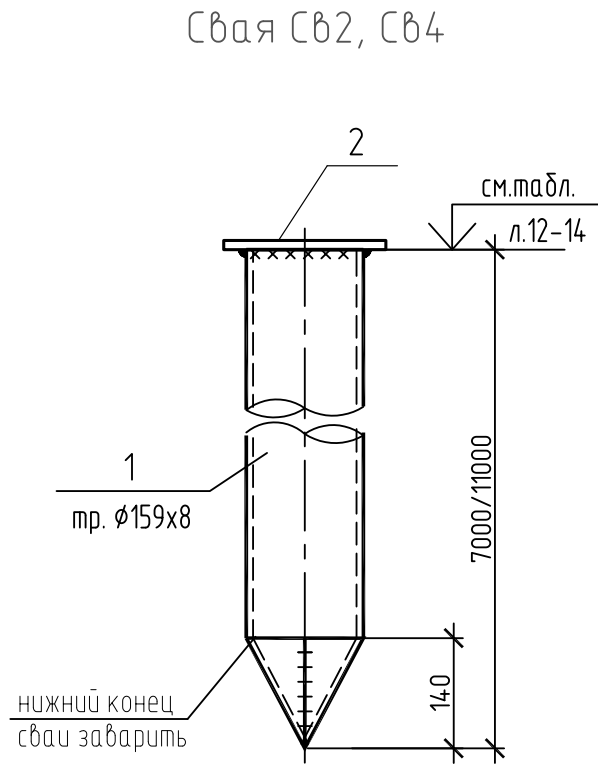
101-21-ТКР1.ГЧЗ

«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения

Изм.	Колуч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Габитов				09.03.23			П	3
Проб.					25.01.23				
Н.контр.	Иванов				09.03.23	Узел 3	000 "ИЦ "Проектор"		
ГИП	Писарев				09.03.23				

Инженерно-геологический разрез

Спецификация элементов сборной конструкции



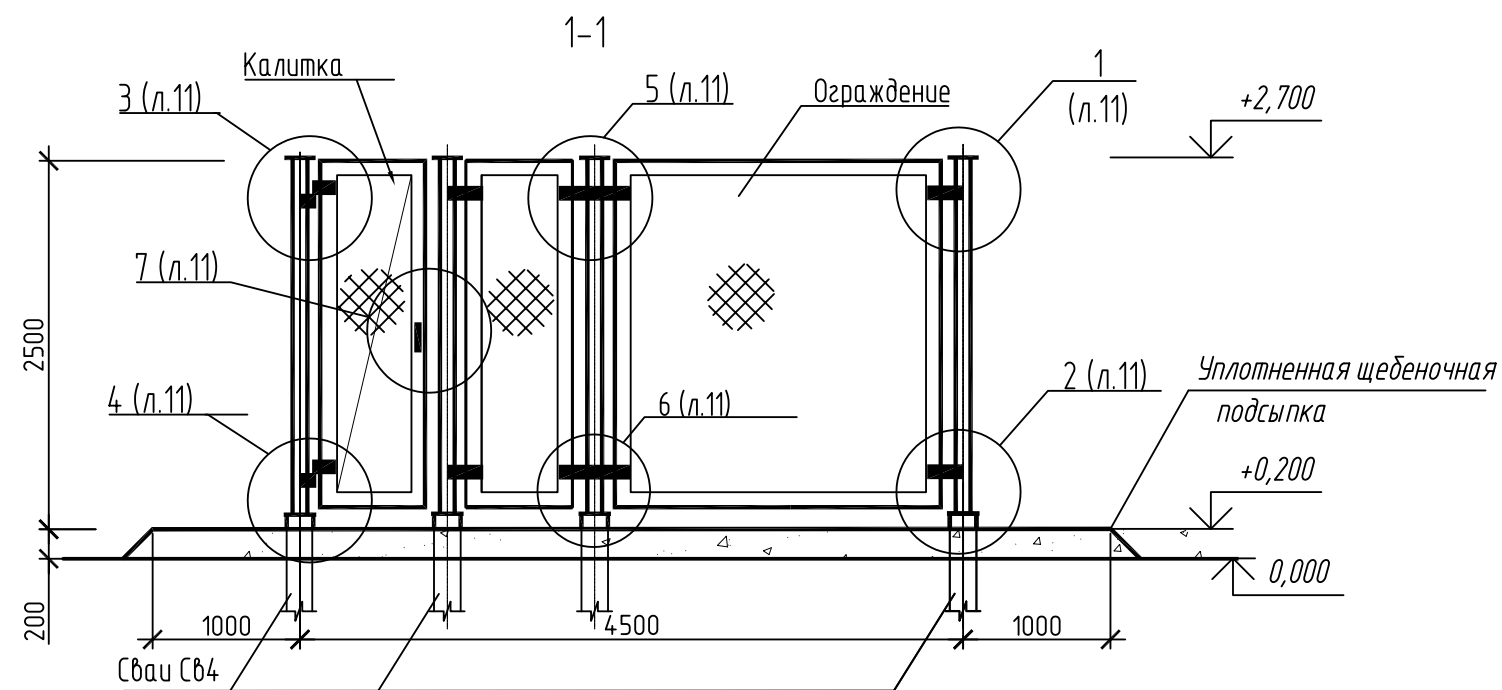
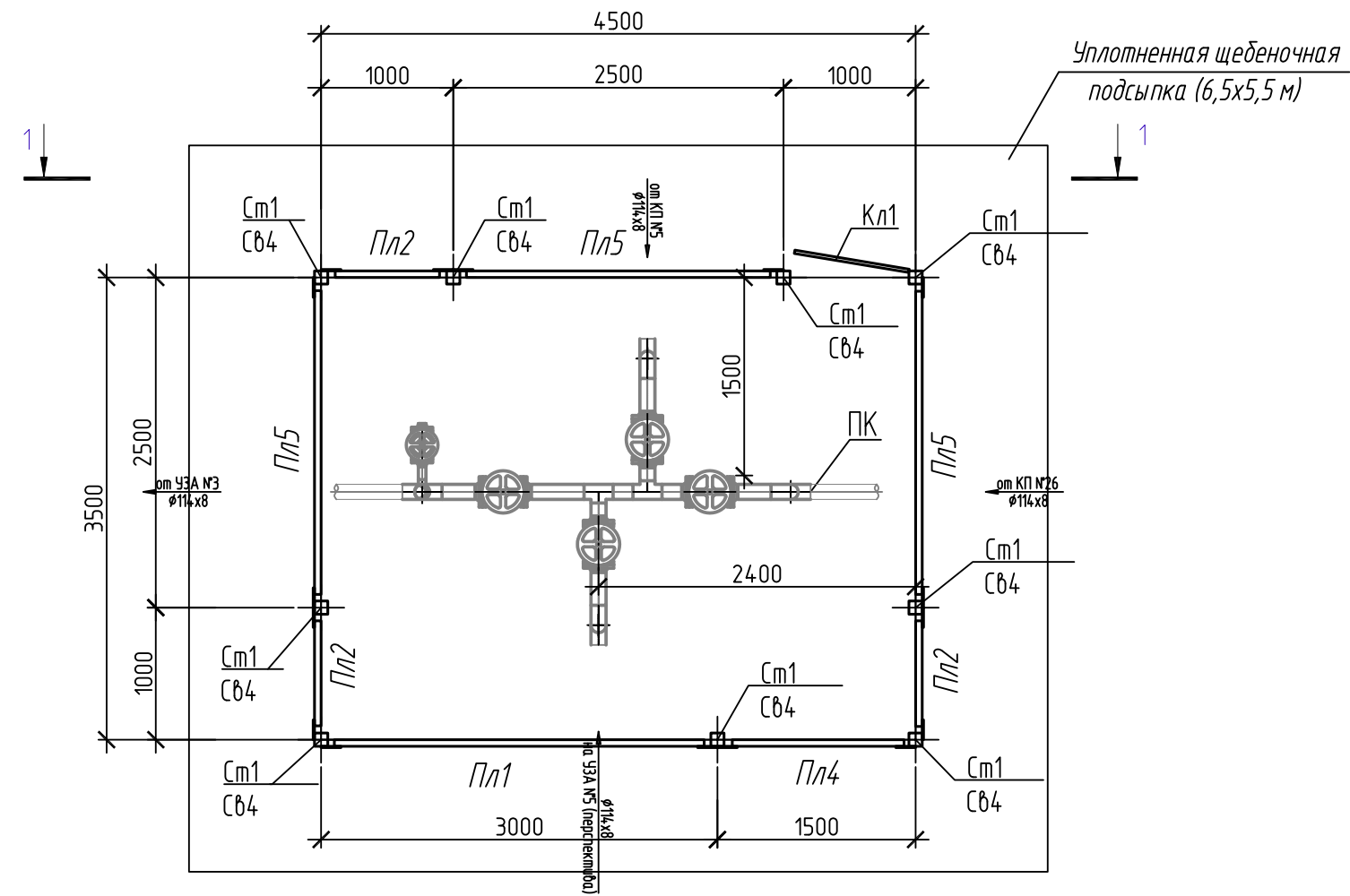
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
Свая Св2					
1		Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 L=7000	1	208,6	
2		09Г2С ГОСТ 19281-2014	1	3,80	
		10x220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015			
		Лист С345-5 ГОСТ 27772-2021	0,07		м ³
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8			
Свая Св4					
1		Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 L=11000	1	327,7	
2		09Г2С ГОСТ 19281-2014	1	3,80	
		10x220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015			
		Лист С345-5 ГОСТ 27772-2021	0,22		м ³
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8			

- Несущая способность свай принята по статическому зондированию Инженерно-геологических изысканий по объекту: «Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения», выполненных ООО «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность свай диаметром 114 мм длиной 7,0 м с учетом сил морозного пучения составляет 3,3 т.
- Нижний конец сваи-трубы раскроить на конус и кромки заварить.
- После забивки свай, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 1:8. Для смеси использовать портландцемент марки 400 по ГОСТ 10178-85 (в целях предохранения свай от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения антикоррозионных условий).
- Пластины сверху приварить после заполнения свай цементно-песчаной смесью.

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

101-21-ТКР1.ГЧЗ					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Габутов		<i>[Signature]</i>	09.03.23
Проб.					25.01.23
Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2					
				Стадия	Лист
				П	4
				Листов	
Сваи Св2, Св4					
ООО «ИЦ «Проектор»					
Н.контр.	Иванов			<i>[Signature]</i>	09.03.23
ГИП	Писарев			<i>[Signature]</i>	09.03.23

Узел 1. План



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **51,90**.
2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ 30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\Phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $\delta=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - **35,75 м²**).
9. Площадь застройки - **15,75 м²**.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	1		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
Пл4	л.8	Панель Пл4 (1500)	1		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	3		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	8		

Таблица свай

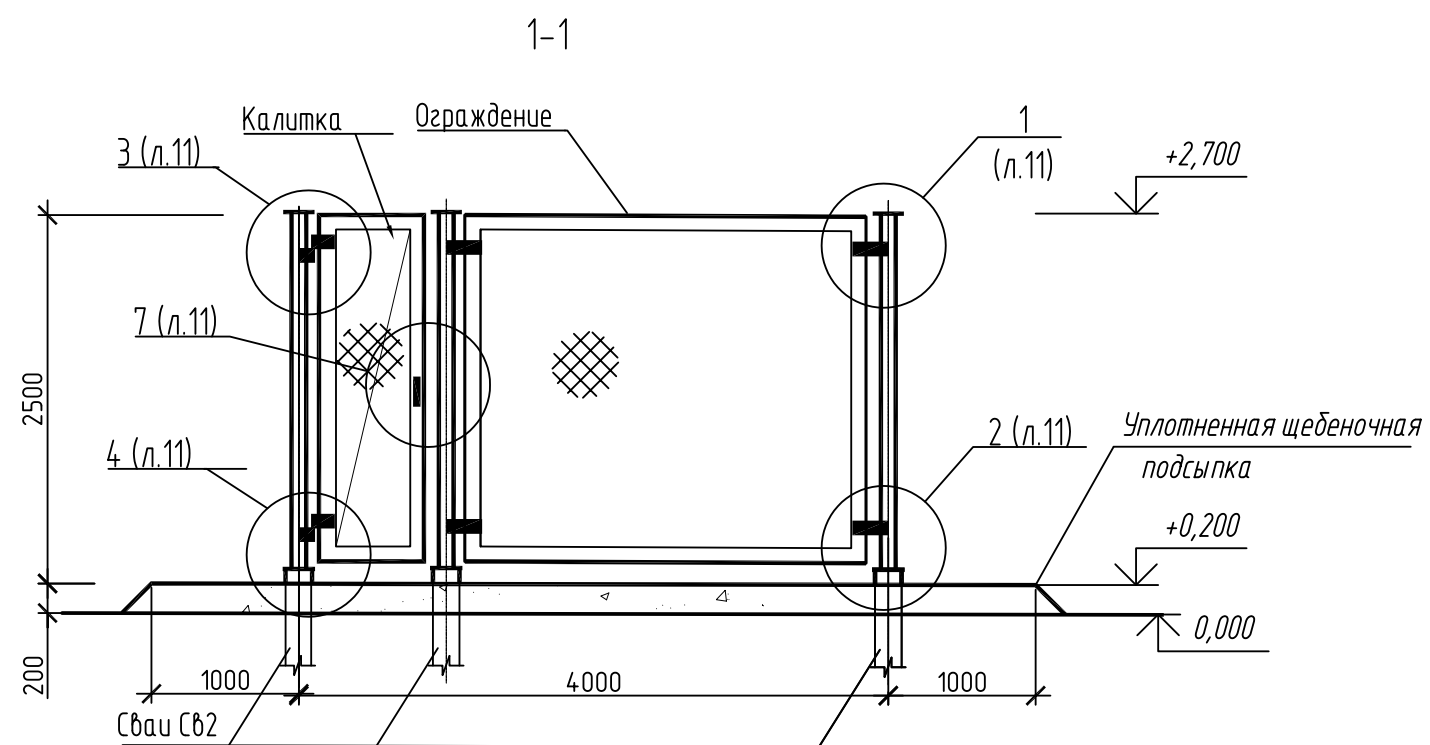
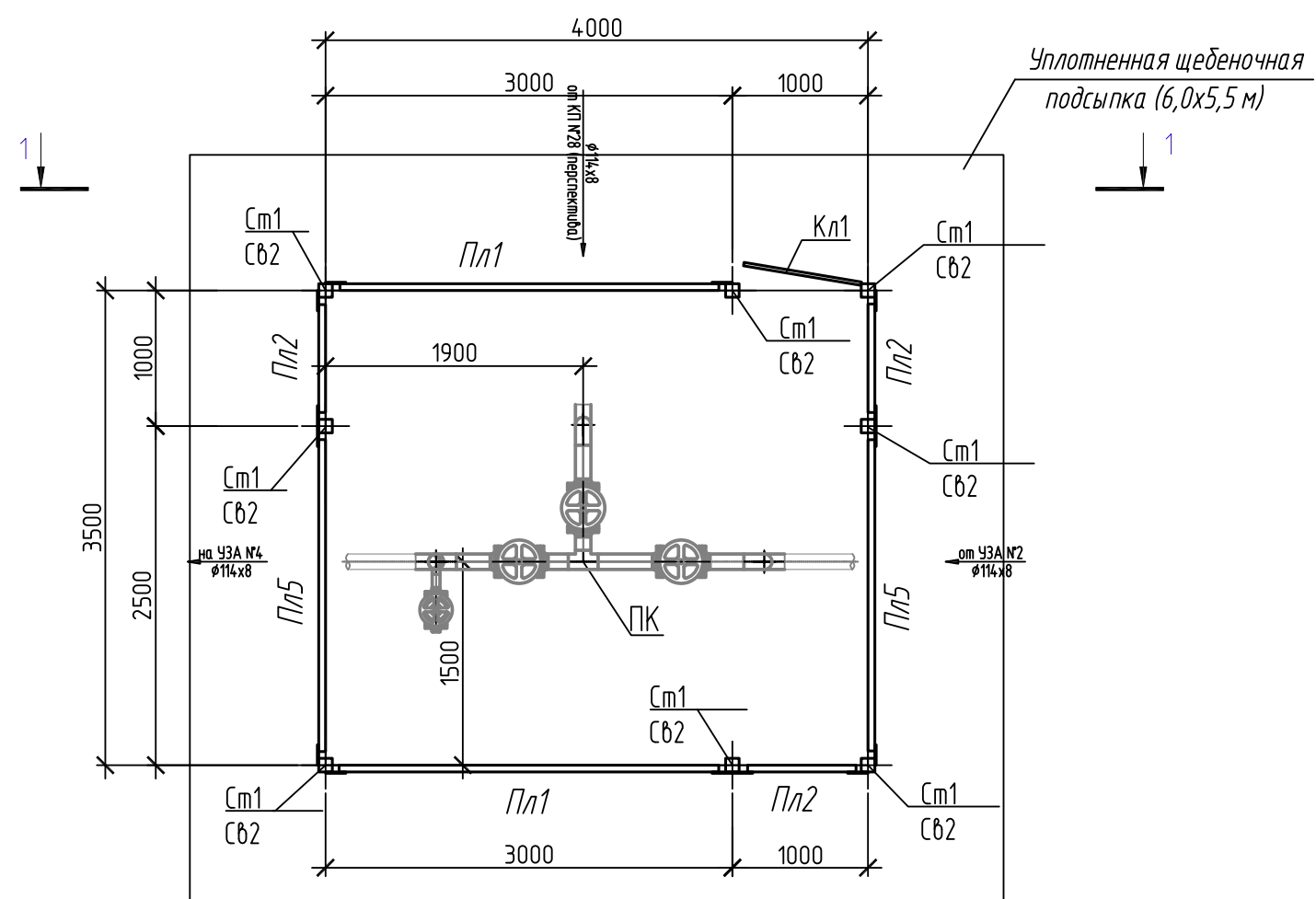
NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубки	после срубки			
	Φ	Сб4(л.19)	-	52,20	0,35	Задать до проектной отм.	9

101-21-ТКР1.ГЧ4

«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклоновое месторождения

Изм.	Колуч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Габитов				09.03.23			
Проб.					25.01.23			
Н.контр.	Иванов				09.03.23	Узел 1		
ГИП	Писарев				09.03.23			

Узел 2. План



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **49,56**.
2. Размеры обозначенные значком "***" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ 30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Лухе" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $\delta=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - **33,00 м²**).
9. Площадь застройки - **14,00 м²**.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
Ст1	л.10	Стойка Ст1	8		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	6		

Таблица свай

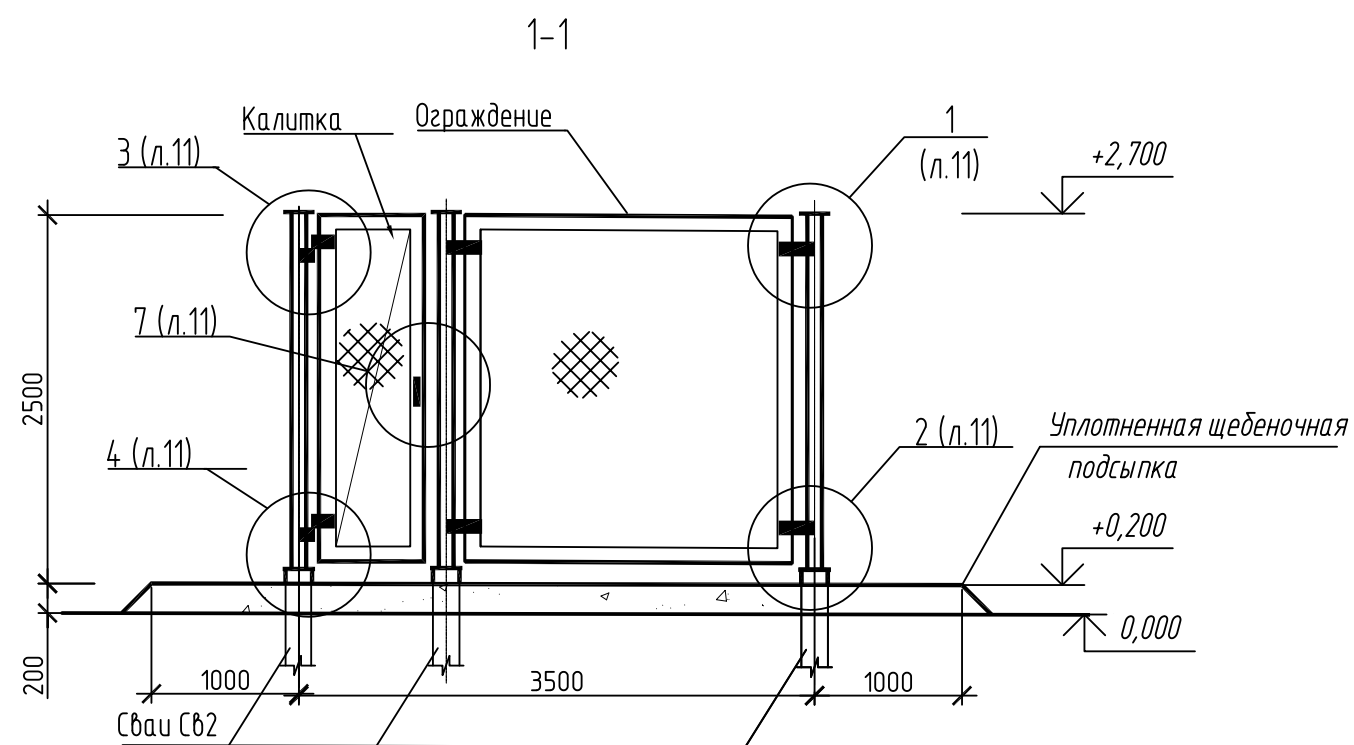
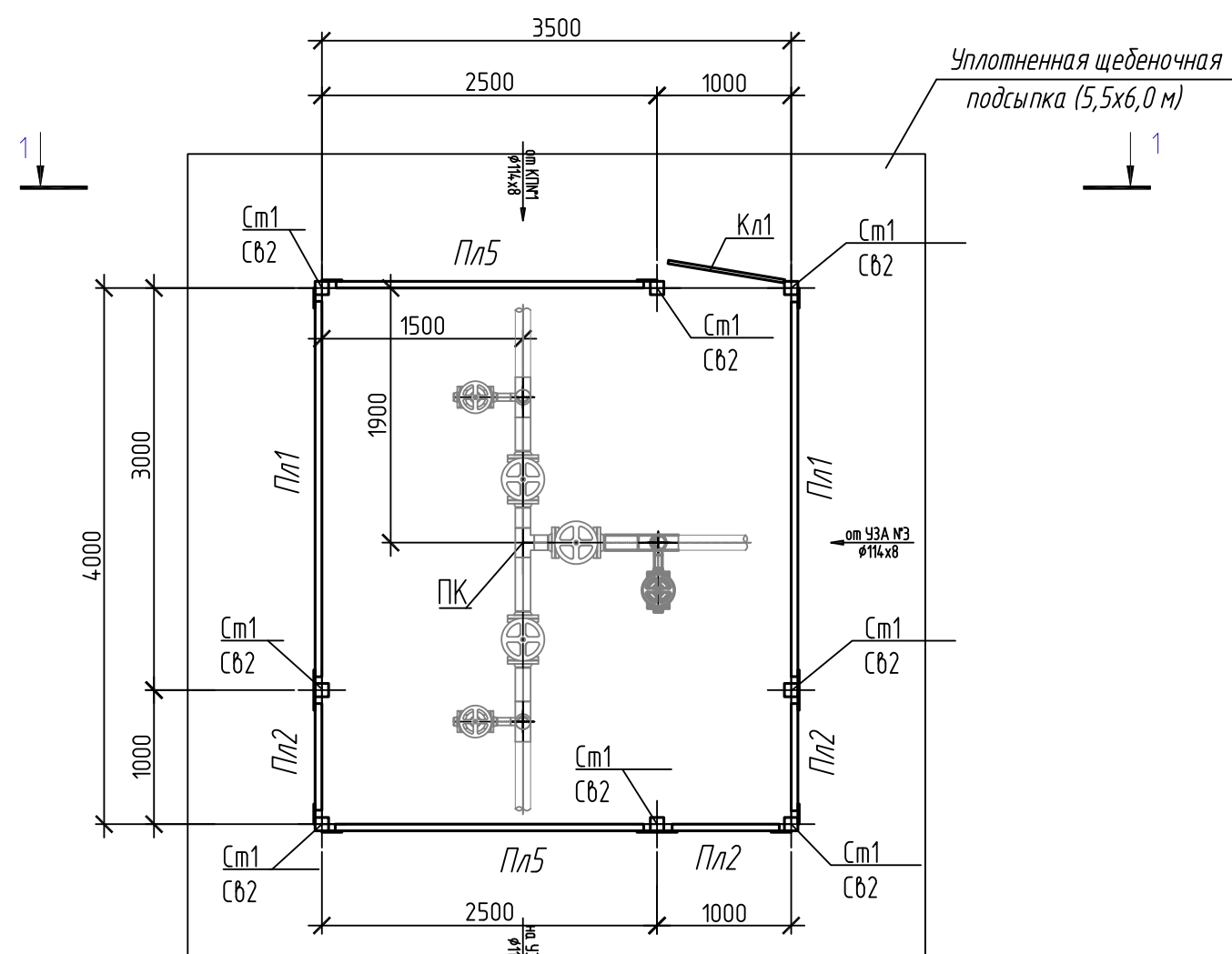
NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубки	после срубки			
	ϕ	Сб2(л.19)	-	49,86	0,35	Задать до проектной отм.	8

101-21-ТКР1.ГЧ4

«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклоновое месторождения

Изм.	Колуч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗАН4	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Габитов				09.03.23				
Проб.					25.01.23				
Н.контр.	Иванов				09.03.23	Узел 2	000 "ИЦ "Проектор"		
ГИП	Писарев				09.03.23				

Узел 3. План



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке **49,72**.
2. Размеры обозначенные значком "***" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ 30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\Phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Лихе" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $\delta=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - **33,00 м²**).
9. Площадь застройки - **14,00 м²**.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	8		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	6		

Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубки	после срубки			
	⊕	Сб2(л.19)	-	50,02	0,35	Задать до проектной отм.	8

101-21-ТКР1.ГЧ4

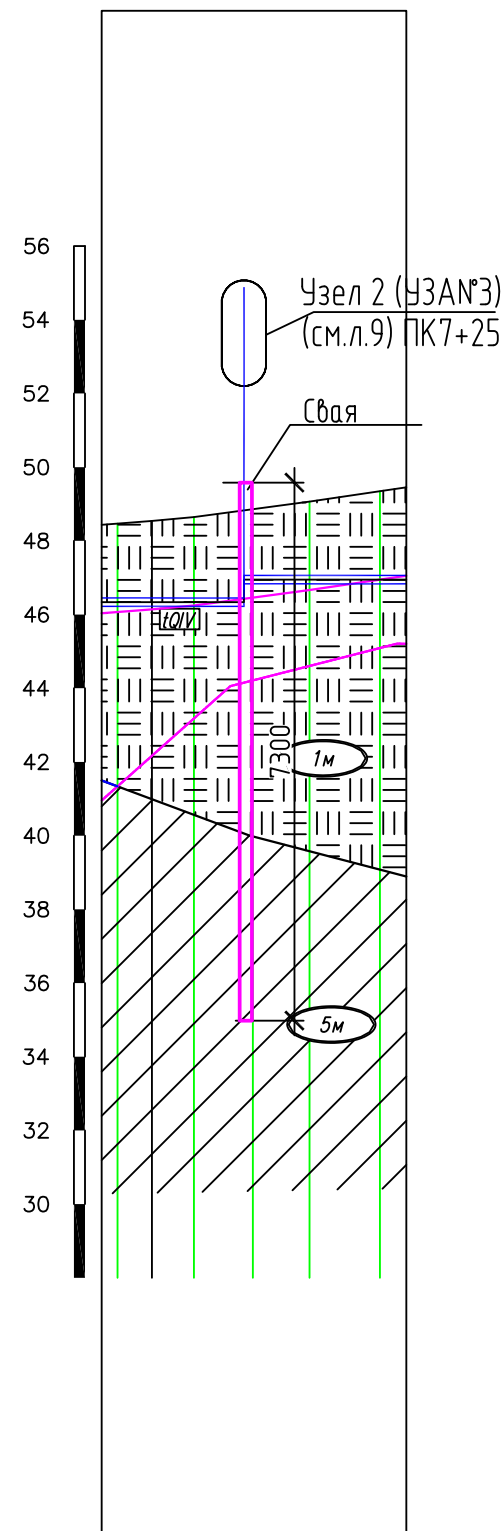
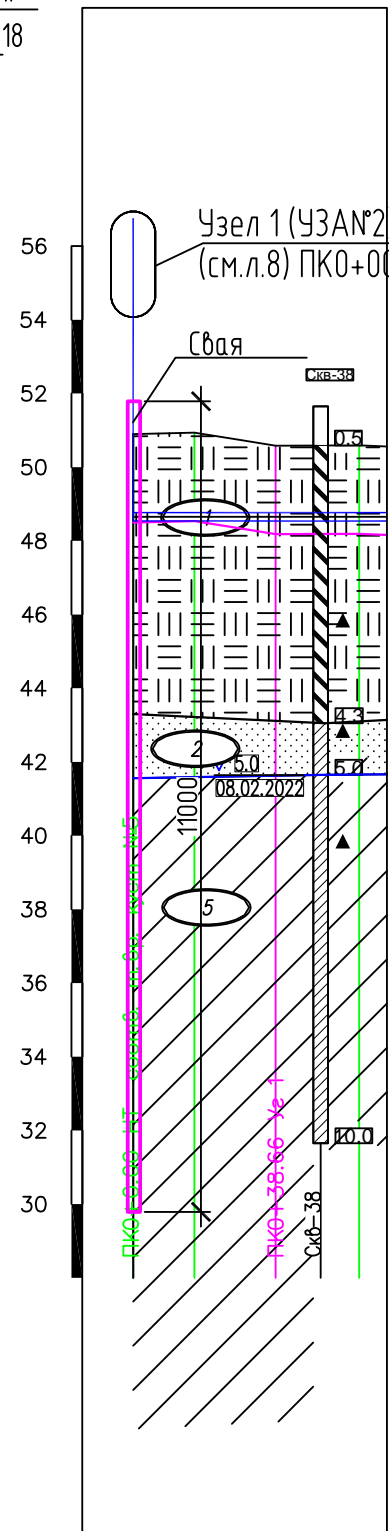
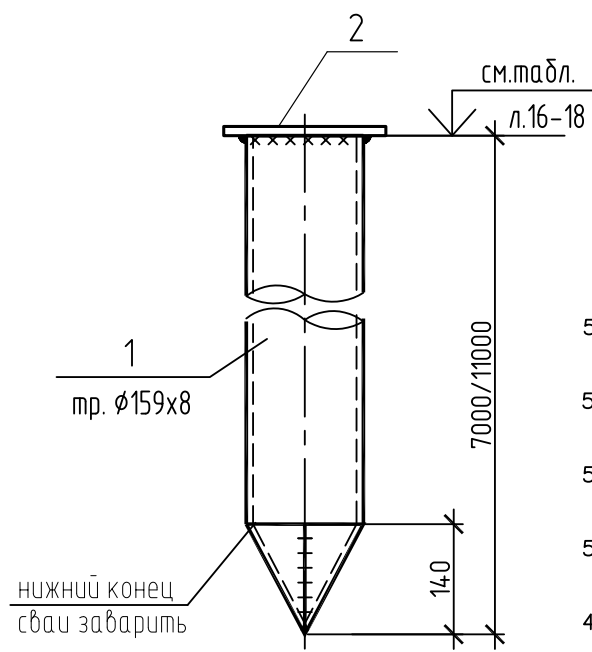
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения

Изм.	Колуч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗАН4	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Габитов				09.03.23				
Проб.					25.01.23				
Н.контр.	Иванов				09.03.23	Узел 3			000 "ИЦ "Проектор"
ГИП	Писарев				09.03.23				

Спецификация элементов сборной конструкции

Свая СВ2, СВ4

Инженерно-геологический разрез



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
Свая СВ2 – шт.11					
1		Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 L=7000 09Г2С ГОСТ 19281-2014	1	208,6	
2		Лист $10 \times 220 \times 220$ -Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,07		м ³
Свая СВ4 – шт.20					
1		Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 L=11000 09Г2С ГОСТ 19281-2014	1	327,7	
2		Лист $10 \times 220 \times 220$ -Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 С345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,22		м ³

- Несущая способность свай принята по статическому зондированию Инженерно-геологических изысканий по объекту: «Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения, выполненных ООО «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность сваи диаметром 114 мм длиной 7,0 м с учетом сил морозного пучения составляет 3,3 т.
- Нижний конец сваи-трубы раскрыть на конус и кромки заварить.
- После забивки свай, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 1:8. Для смеси использовать портландцемент марки 400 по ГОСТ 10178-85 (в целях предохранения свай от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения антикоррозионных условий).
- Пластины сверху приварить после заполнения сваи цементно-песчаной смесью.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

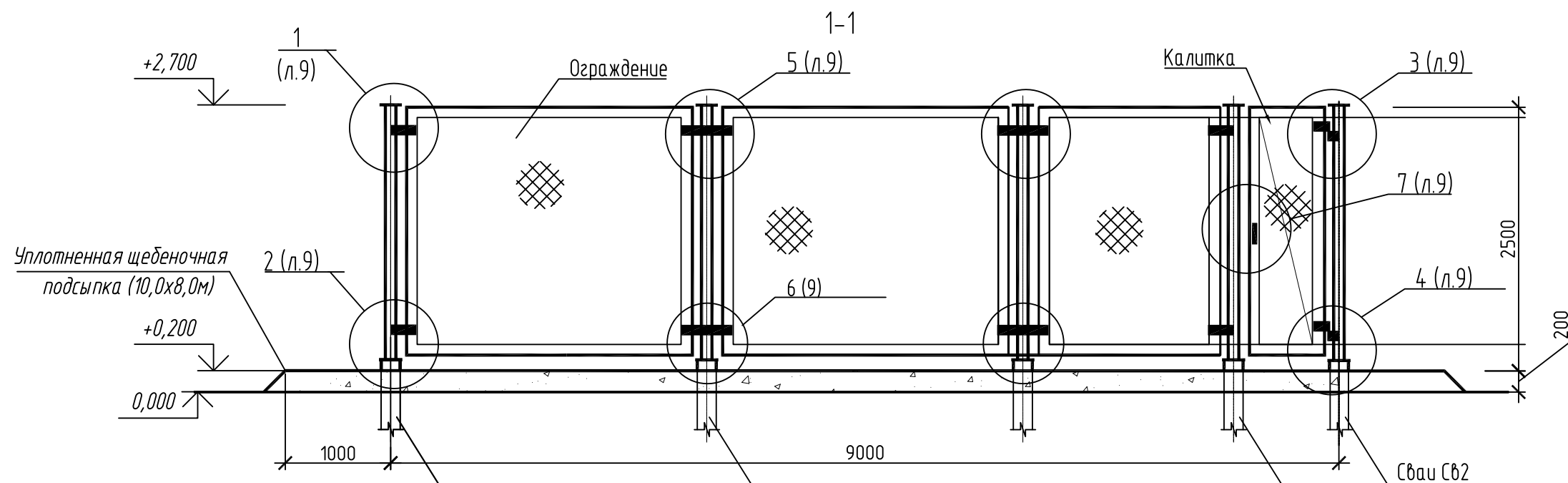
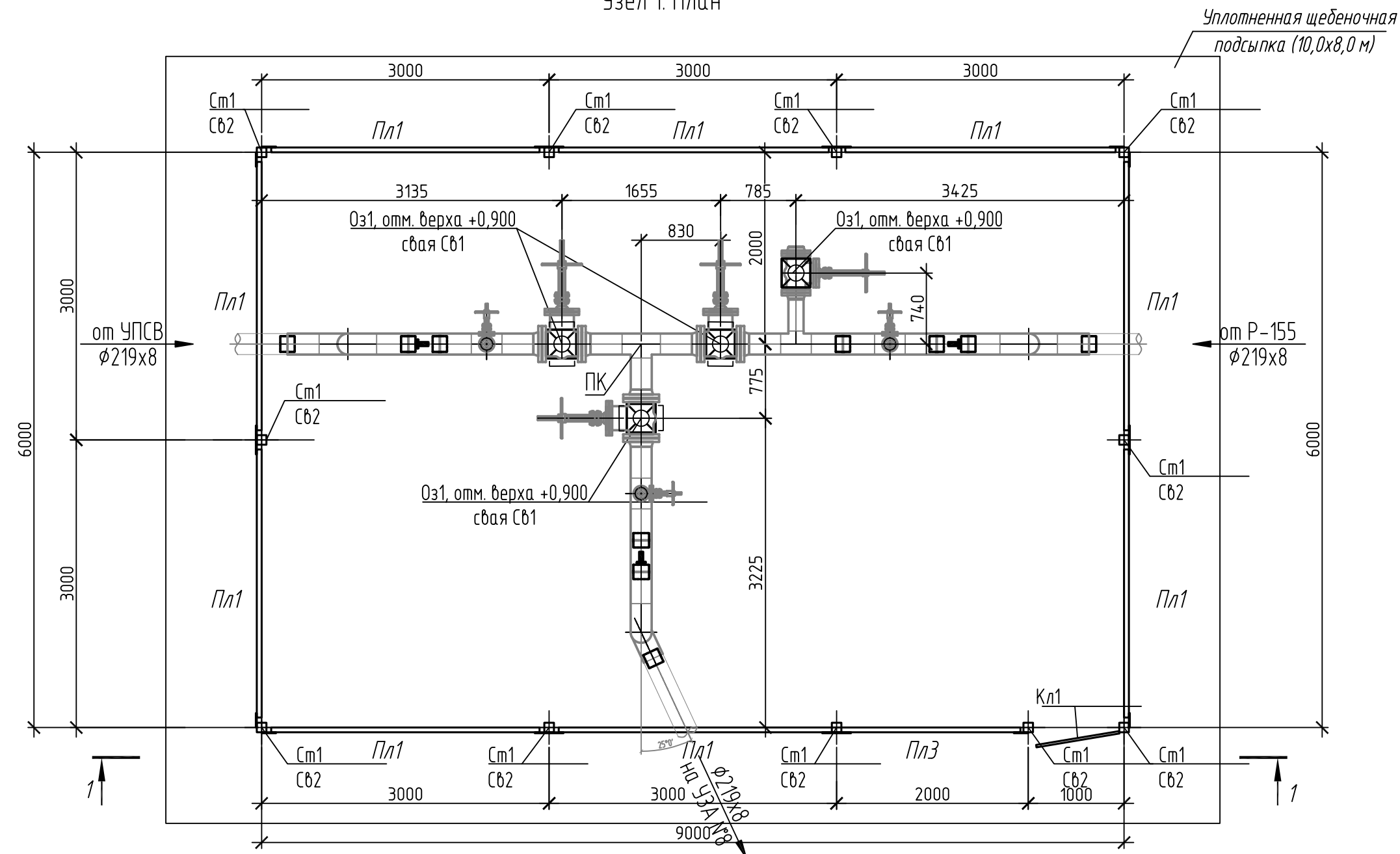
Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ГЧ

«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Габитов		<i>[Signature]</i>	09.03.23	П	4	
Проб.					25.01.23			
Н.контр.		Иванов		<i>[Signature]</i>	09.03.23	Сваи СВ2, СВ4		ООО «ИЦ «Проектор»
ГИП		Писарев		<i>[Signature]</i>	09.03.23			

Узел 1. План



1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 54.90.
2. Размеры обозначенные значком "" уточнить по месту.
3. Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ25129-82*.
6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Луке" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
8. Выполнить отсыпку $\delta=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - 80,0 м²).
9. Площадь застройки - 48,0 м².

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1	9		
Пл3	л.8	Панель Пл3	1		
Оз1	л.9	Опора Оз1	4		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	11		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	12		

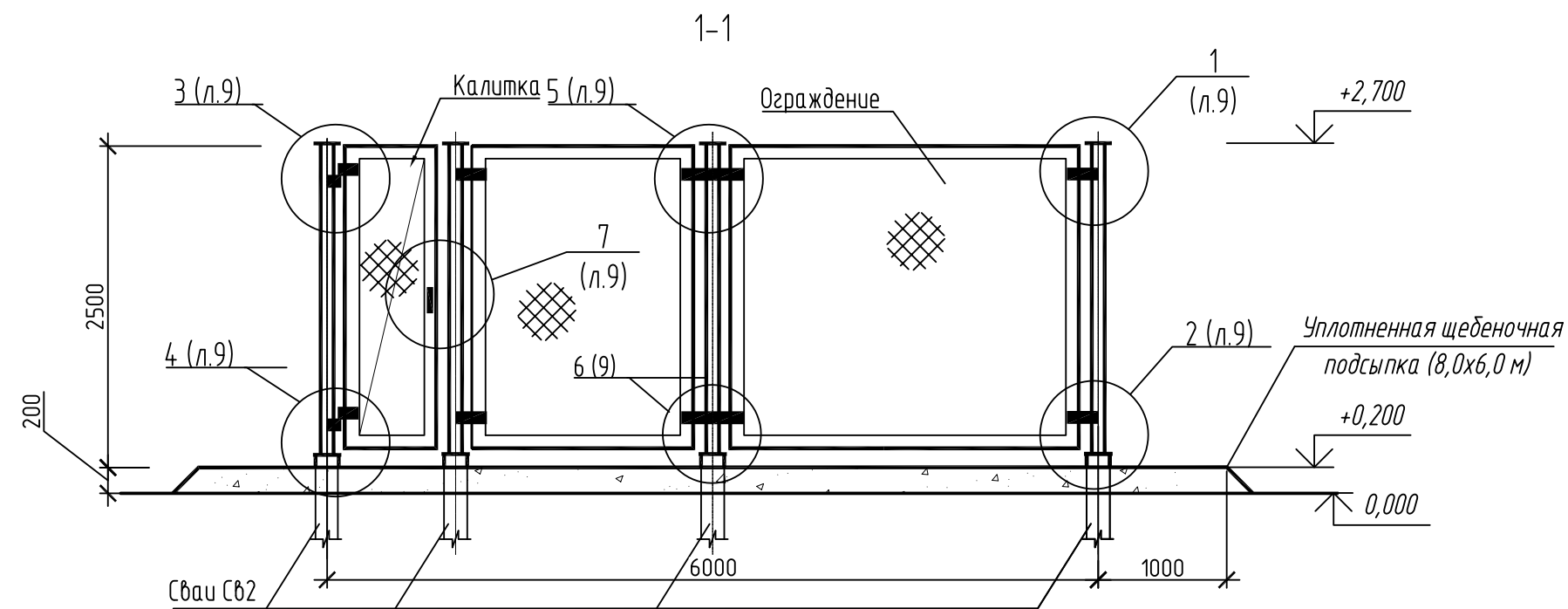
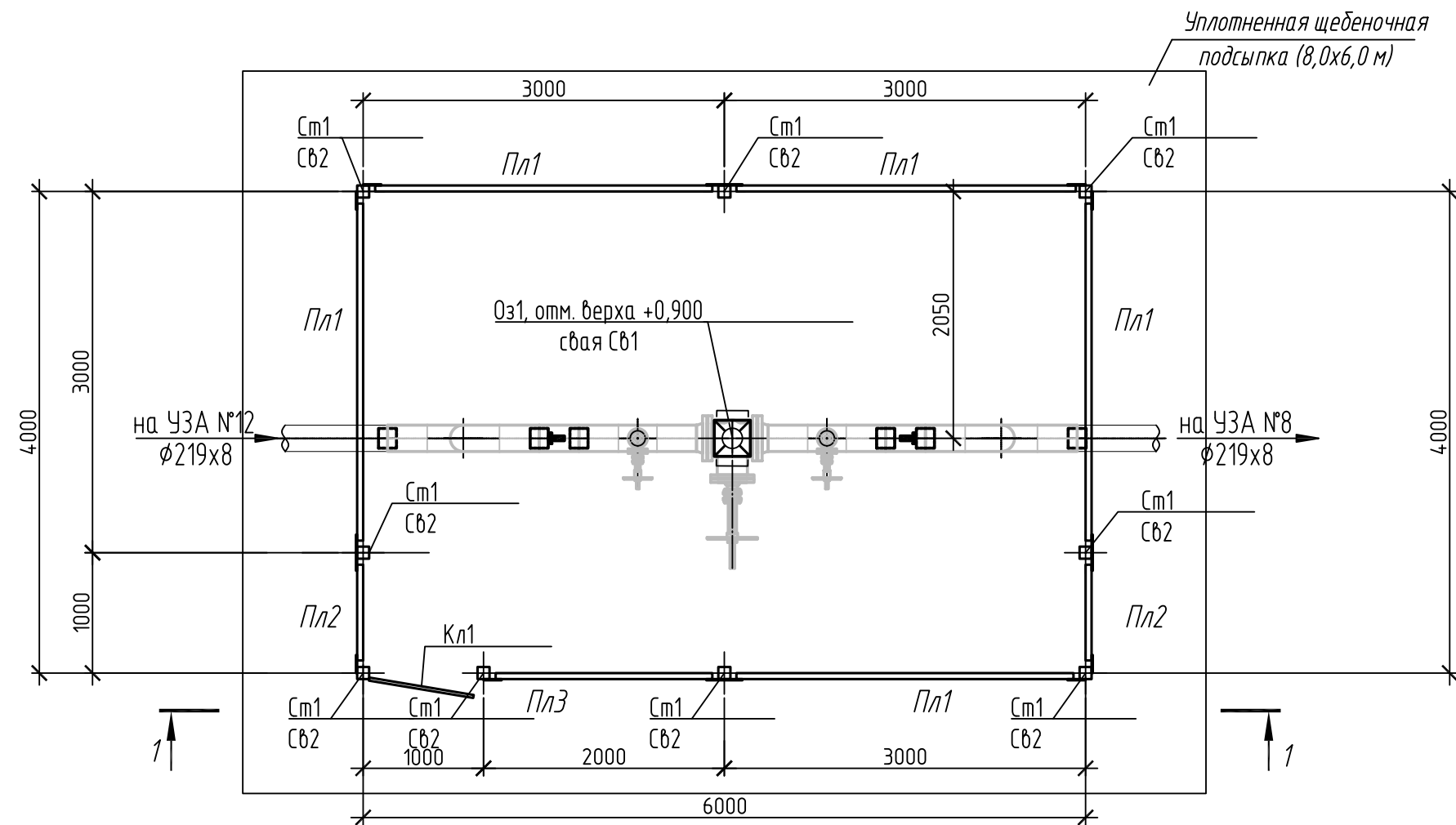
Таблица свай

NN n/n	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный откат, мм	кол-во шт
			до срубку	после срубку			
	⊕	Св1(л.23)	-	55,80	0,55	Задать до проектной отм.	4
	⊕	Св2(л.23)	-	55,00	0,35	Задать до проектной отм.	11

101-21-ТКР1.ГЧ5

101-21-ТКР1.ГЧ5						«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения		
Изм.	Колуч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Нефтегазопровод УЗА №12 (Р-155) Гудкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст №3-ДНС-2 Присклонового месторождения		
Разраб.	Габитов				09.03.23	Стадия	Лист	Листов
Проб.					25.01.23	П	1	
Н.контр.	Иванов				09.03.23	Узел 1 ПК0+00		
ГИП	Писарев				09.03.23	000 "ИЦ "Проектор"		

Узел 2. План



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1	5		
Пл2	л.8	Панель Пл2	2		
Пл3	л.8	Панель Пл3	1		
Оз1	л.9	Опора Оз1	1		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
См1	л.10	Стойка См1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	8		

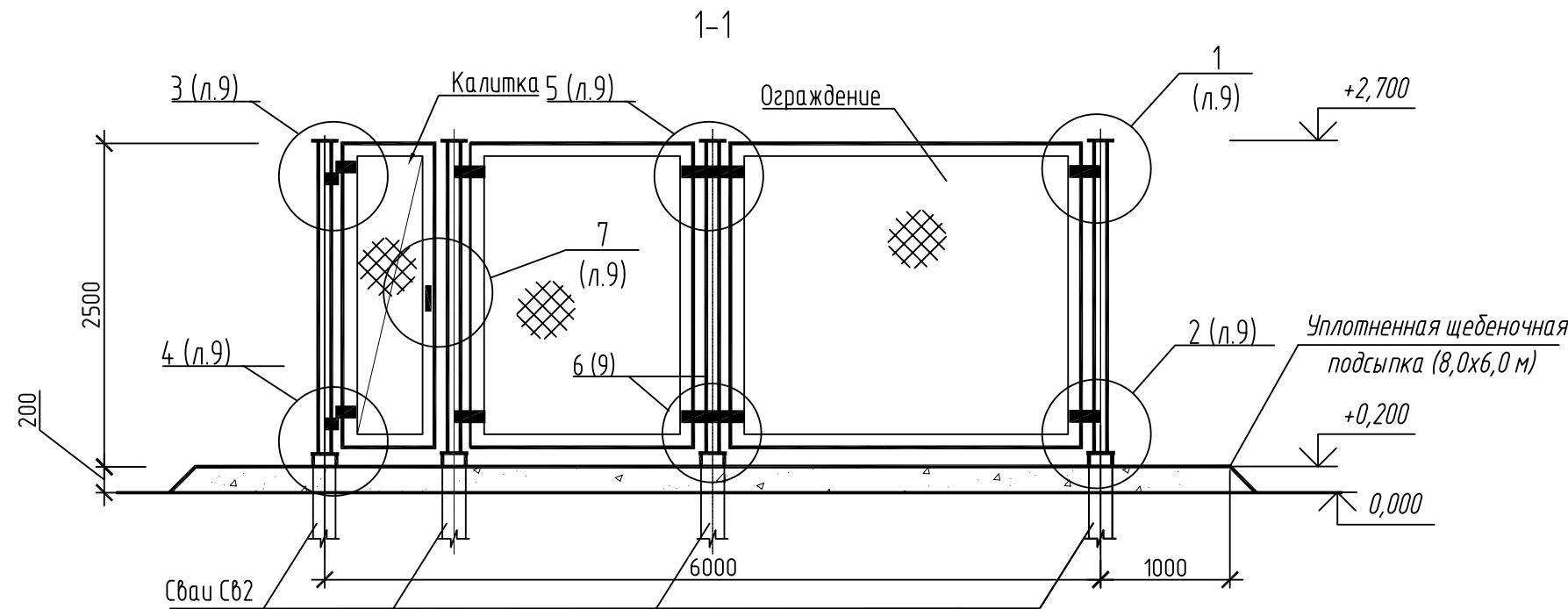
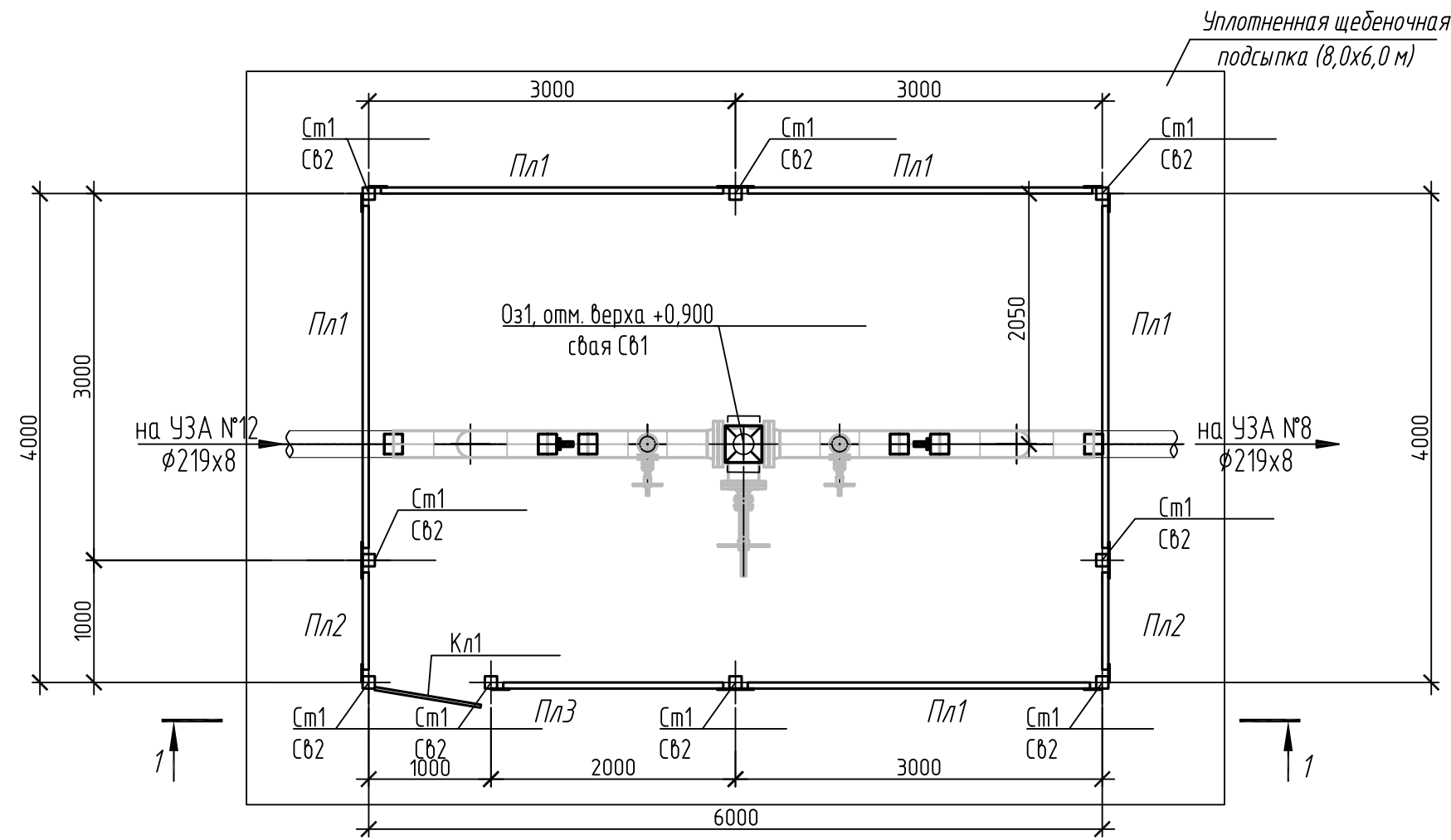
Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубки	после срубки			
	⊕	Св3(л.23)	-	52,20	0,55	Задать до проектной отм.	1
	⊕	Св4(л.23)	-	51,40	0,35	Задать до проектной отм.	9

- За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 51.30.
- Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.
- Ограждение узла - стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
- Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ25129-82*.
- Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
- Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
- Выполнить отсыпку $d=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки - 48,0 м²).
- Площадь застройки - 24,0 м².

101-21-ТКР1.ГЧБ					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				09.03.23
Проб.					25.01.23
Нефтегазопровод УЗА №12 (Р-155) Гудкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст №3-ДНС-2 Присклонового месторождения					
			Стадия	Лист	Листов
			П	2	
Н.контр.	Иванов				09.03.23
ГИП	Писарев				09.03.23
Узел 2 ПК28+00					ООО "ИЦ "Проектор"

Узел 3. План



- За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 48,95.
- Размеры обозначенные значком "■" уточнить по месту.
- Ограждение узла – стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ 30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы $\phi 114 \times 8$ по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.17 табл. 38.
- Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82*.
- Качество покрытия должно соответствовать классу V по ГОСТ 9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.
- Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ 2311-016-13238275-00 за два раза.
- Выполнить отсыпку $\delta=200$ мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки – 80,0 м²).
- Площадь застройки – 48,0 м².

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Пл1	л.8	Панель Пл1	5		
Пл2	л.8	Панель Пл2	2		
Пл3	л.8	Панель Пл3	1		
Оз1	л.9	Опора Оз1	1		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
Ст1	л.10	Стойка Ст1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	8		

Таблица свай

NN п/п	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка на сваю, т	проектный отказ, мм	кол-во шт
			до срубки	после срубки			
	⊕	Св3(л.23)	-	49,85	0,55	Задать до проектной отм.	1
	⊕	Св4(л.23)	-	49,05	0,35	Задать до проектной отм.	9

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

101-21-ТКР1.ГЧБ					
«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Колуч	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов				09.03.23
Проб.					25.01.23
Нефтегазопровод УЗА №12 (Р-155) Гудкинского месторождения – точка врезки нефтепровод куст №3-ДНС-2 Присклонового месторождения					
Стация			Лист	Листов	
			П	3	
Н.контр.	Иванов				09.03.23
ГИП	Писарев				09.03.23
Узел 3 ПК49+75				ООО "ИЦ "Проектор"	

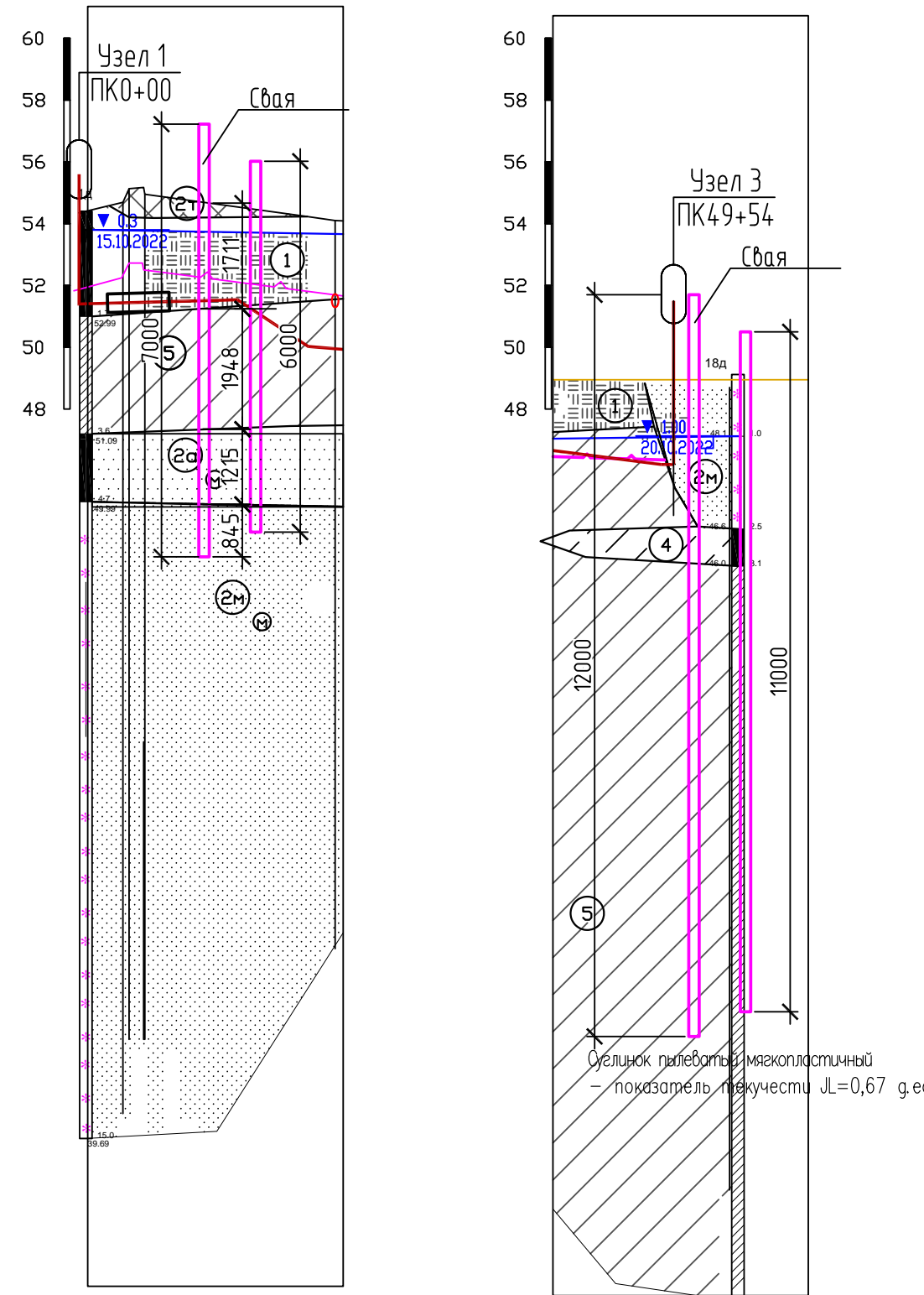
Спецификация элементов сборной конструкции

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Примечание
Свая металлическая Св1					
1		Тр. $\phi 219 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=7000	1	291,4	
2		10x220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 Лист С345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,26		м ³
Свая Св2					
1		Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=7000	1	208,6	
2		10x220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 Лист С345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,07		м ³
Свая Св3					
1		Тр. $\phi 219 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=12700	1	528,7	
		Тр. $\phi 219 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=400	1	16,7	
2		10x220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 Лист С345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,48		м ³
Свая Св4					
1		Тр. $\phi 159 \times 8$ ГОСТ 10704-91 09Г2С ГОСТ 19281-2014 L=11000	1	327,7	
2		10x220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 Лист С345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,22		м ³

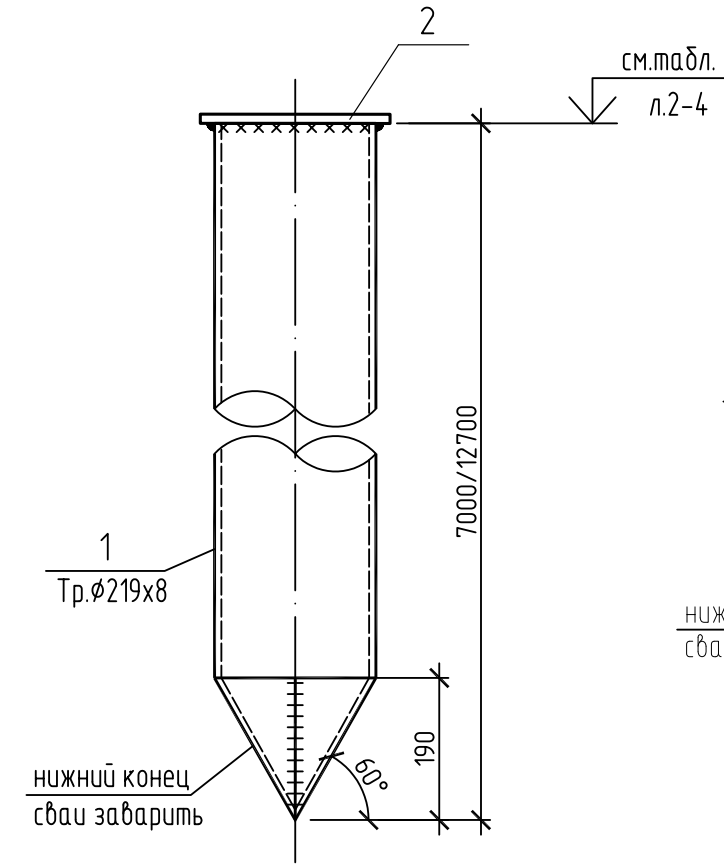
- Несущая способность сваи Св1 узла 1 принята по расчету и составляет 8,0 т
- Несущая способность сваи Св3 узла 2 и 3 принята по статическому зондированию Инженерно-геологических изысканий по объекту: «Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонного месторождения», выполнены ООО «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность сваи диаметром 168 мм длиной 10,5 м с учетом сил морозного пучения составляет 7,4 т.
- Нижний конец сваи-трубы раскрыть на конус и кромки заварить.
- После забивки свай, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 1:8. Для смеси использовать портландцемент марки 400 по ГОСТ 10178-85 (в целях предохранения свай от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения антикоррозионных условий).
- Пластины сверху приварить после заполнения сваи цементно-песчаной смесью.

101-21-ТКР1.ГЧБ					
«Нефтепровод куст №3 - ДНС-2» Присклонного месторождения					
Изм.	Колучи	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Габитов			<i>[Подпись]</i>	09.03.23
Проб.					25.01.23
Нефтегазопровод УЗА М12 (Р-155) Гудкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст №3-ДНС-2 Присклонного месторождения					
				Стадия	Лист
				П	4
				Листов	
				000 "ИЦ "Проектор"	
Н.контр.	Иванов			<i>[Подпись]</i>	09.03.23
ГИП	Писарев			<i>[Подпись]</i>	09.03.23

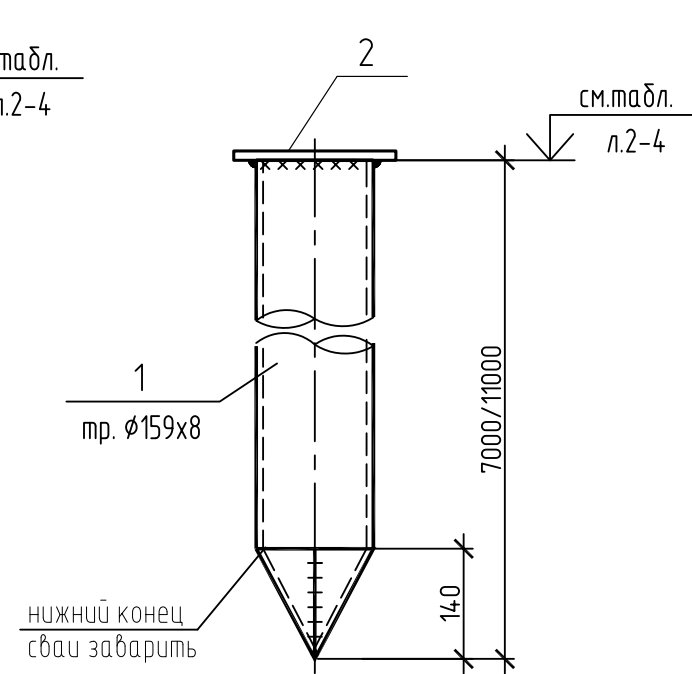
Инженерно-геологический разрез



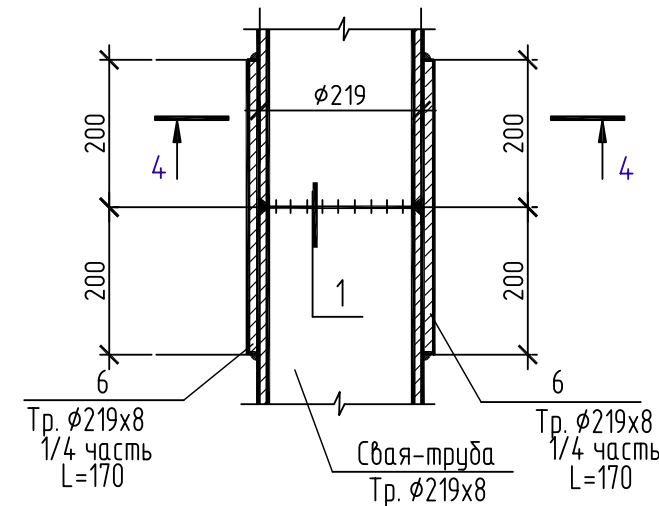
Свая металлическая Св1, Св3



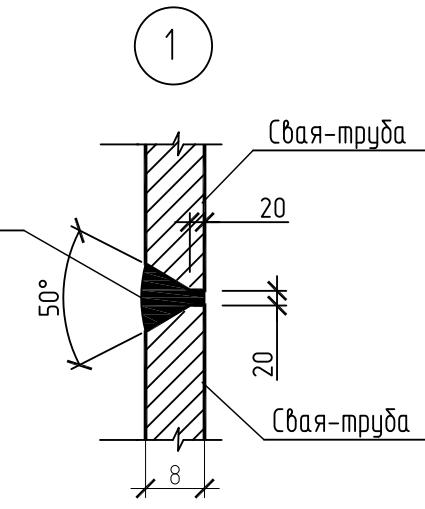
Свая металлическая Св2, Св4



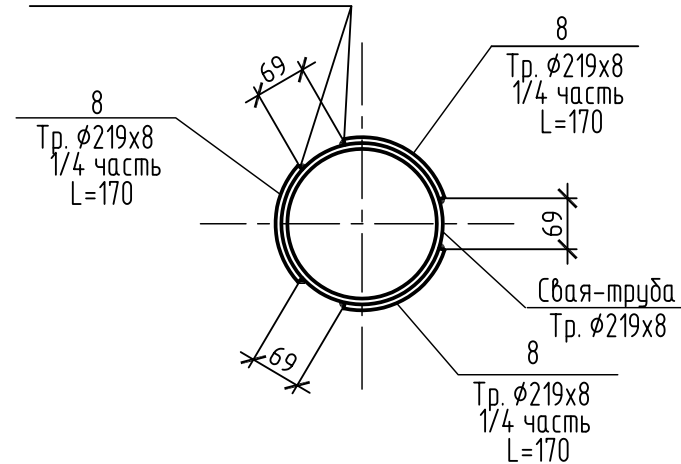
Равнопрочный стык по длине сваи $\phi 219$



ГОСТ 5264-80*-С17
После сварки стык зашлифовать



ГОСТ 5264-80*-Н1-Д8



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