

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

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

Часть 1 «Нефтегазопроводы»

101-21-TKP1

Том 3.1

Общество с ограниченной ответственностью «Инжиниринговый центр «Проектор»

Экз. №

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

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

Часть 1 «Нефтегазопроводы»

101-21-TKP1

Tom 3.1

Генеральный директор

Главный инженер проекта

karl

О. А. Иванова

В. Л. Писарев

г. Нижневартовск, 2023

Содержание тома

Обоз	начен	ие		Наименование		При	мечани		
101-21-ТКР1-	С			Содержание тома		2 л.			
101-21-TKP1.	ГЧ			Текстовая часть 70 л.					
				Графическая часть					
101-21-TKP1.	T Y 1			Нефтегазопроводы					
				Лист 1 - Технологическая схема					
101-21-TKP1.	ГЧ2			Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. Д	ĮHC-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-TKP1.	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-TKP1.	ГЧ4			Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗА№	4	4 л.			
				Лист 1 - Узел 1					
				Лист 2 - Узел 2					
				Лист 3 - Узел 3					
				101-21-TKP1	1-C				
Изм. Кол.уч. Лист Разраб. Габи	1	Подп.	Дата		Стадия	Лист	П		
Разраб. Габи	IOR	GHon	01.04.22		Стадия П	Лист 1	Листов 2		
Н.контр. Иван	ОВ	B	01.04.22	Содержание тома	000	"ИЦ "П _]	роектор'		
ГИП Писа	рев	Bot	01.04.22						

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
	Лист 4 - Сваи Св2,Св4	
101-21-ТКР1.ГЧ5	Нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод 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.

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.								Лист
Инв. Л	Изм.	Кол.уч	Лист	№док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1-С	2
	_							Формат А4

Содержание текстовой части

1 Свед метеоро	ения о элогически	-	-	ких, инженерно-геологических, гид тических условиях участка, на	дрогеоло которс		
осущес	гвляться ст	гроитель	ство, р	реконструкция, капитальный ремонт ли	инейного	объекта	3
2 Свед	ения об	особых	при	родно-климатических условиях зем	ельного	участка	a,
предост	гавляемого	для разм	мещен	ия линейного объекта			6
3 Свед	ения о пр	очностн	ых и	деформационных характеристиках гр	унта в	основани	И
линейн	ого объект	a					8
4 Свед	ения об	уровне	грунто	овых вод, их химическом составе,	агрессии	вности п	0
отноше	нию к мате	ериалам	изделі	ий и конструкций подземной части лин	ейного с	объекта	13
5 Свед	ения о кат	егории и	класс	е линейного объекта			14
6 Свед	ения о про	ектной м	мощно	сти линейного объекта			15
7 Гидр	авлически	й расчет					17
8 Пока	затели и х	арактери	истики	технологического оборудования и уст	гройств	линейног	O
объекта	l						19
8.1 Bi	ыбор труб	и расчет	на пр	очность и устойчивость			19
8.1.1 Pa	счет трубо	проводс	в на п	рочность			20
				родольную устойчивость			
8.1.3 Pa	счет срока	безопас	ной эн	сплуатации (срока службы) трубопров	одов		24
				иения			
				о-планировочные решения			
				кладке			
	-		-	при пересечении с коммуникациями			
		_		и линиями электропередач			
	•	_		ов с автомобильными дорогами			
	-			еграды			
	_		_				
	-	-					
	1	,					
				101-21-TKP1.	тu		
Изм. Кол.уч.	Лист №док	. Подп.	Дата	101-21-1 K 1 1.			
Разраб.	Габитов	Flore	01.04.22		Стадия	Лист	Листов
				Текстовая часть	Π	1	70
Н.контр.	Иванов	<i>9</i>	01.04.22	TOROTODAN IACID	000	"ИЦ "Пр	оектор"
ГИП	Писарев	Bort	01.04.22			•	=

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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 строительств,	
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	
16 Ссылочные нормативные документы	

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

Изм. Кол.уч. Лист № док.

Подп.

Дата

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 °C. Самым холодным месяцем в году является январь. Средняя температура января составляет минус 25,2 °C. Абсолютный минимум температуры наблюдался в январе и составил минус 55 °C.

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. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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

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

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

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	ΙД	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. Хыльмигъяха. Ручей б/н берет начало из болотного массива расположенного на склоне долины с р. Хыльмигъяха, 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. Хыльмигъяха на ПК10+95,92;

инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

- ручей б/н на ПК27+3,83;
- р. Валекъяха на ПКЗ9+63,82.

Река Хыльмигъяха 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 Валекъяха 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 юговосточном 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 Хыльмигъяха, Валекъяха 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.

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

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

101-21-ТКР1.ТЧ

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

На период изысканий (январь-февраль 2022 г.) на территории работ встречены сезонномерзлые грунты и многолетнемерзлые грунты. К сезонномерзлым относятся суглинок мягкопластичный (ИГЭ-5), текучепластичный (ИГЭ-7) и тугопластичные (ИГЭ-6), супесь пластичная (ИГЭ-4.1) и текучая (ИГЭ-4), песок мелкий (ИГЭ-2), торф очень влажный (ИГЭ-1). Сезонномерзлые грунты промерзают зимой на глубину сезонного промерзания, весной и летом грунты оттаивают. К многолетнемерзлым грунтам относятся торф льдистый (ИГЭ-1м), суглинок сильнольдистый (ИГЭ-3м), песок мерзлый (ИГЭ-2м). Многолетнемерзлые грунты имеют по трассам локальное распространение и находятся в мерзлом состоянии постоянно.

К специфическим грунтам, имеющим распространение на объекте изысканий, относятся техногенные грунты, органические грунты и многолетнемерзлые грунты.

Техногенные грунты представлены песком мелким средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ-2т). Мощность насыпного грунта 0,5-2,0 м. Отсыпка выполнена на озерно-аллювиальные пески мелкие, суглинки тугопластичные и мягкопластичные, супесь пластичную и текучую, торф слаборазложившийся.

Органические грунты представлены болотными отложениями торфа. Торф залегает с поверхности. По данным лабораторных исследований торф (ИГЭ-1, ИГЭ-1м) классифицируется по степени разложения - торф слаборазложившийся, по влажности – очень влажный, мощностью 0,2-5,0 м.

Тип болота согласно таблицы 2.6 BCH 26-90, по наличию болотных грунтов - II. По прочности болотные грунты относятся ко 2 типу (таблица 2.7 BCH 26-90).

Глубина сезонного промерзания торфа - 1,2 м.

К многолетнемерзлым грунтам из вскрытых по участкам трасс относятся: Торф слаборазложившийся пластичномерзлый сильнольдистый при оттаивании очень влажный (ИГЭ-1м); суглинок пылеватый твердомерзлый сильнольдистый, при оттаивании текучий (ИГЭ-5м), песок пылеватый льдистый сыпучемерзлый, при оттаивании средней плотности средней степени водонасыщения (ИГЭ-2м). Грунты имеют островное распространение, отмечаются по трассам локально.

Криогенная текстура грунтов – массивная. По температурному состоянию грунты твердомерзлые (ИГЭ-5м), пластичномерзлые (ИГЭ-1м), сыпучемерзлые (ИГЭ-2м).

В период выполнения работ январь-февраль 2022 г. оттаивания грунтов не было, все грунты, даже сезонно оттаивающие находились в мерзлом состоянии. Суммарная вскрытая мощность вскрытых ММГ до 7,5 м.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

По данным термометрических наблюдений температура грунтов на глубине 10 м составила: минус $0,11^{\circ}\text{C}$ до минус $0,19^{\circ}\text{C}$.

Территория изысканий расположена в зоне сезонного промерзания грунтов.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов рассчитана согласно СП 25.13330.2016 и составляет:

- для торфа (ИГЭ-1) 1,2 м;
- для суглинков (ИГЭ-5, ИГЭ-6, ИГЭ-7) 2,7-3,0 м;
- для супеси (ИГЭ-4.1, ИГЭ-4) 3,0 м;
- для песка мелкого (ИГЭ-2)– 3,4 м.

Морозная пучинистость грунтов определена по данным лабораторных испытаний, грунты относятся:

- непучинистые и слабопучинистые пески мелкие (ИГЭ 2т, ИГЭ-2);
- среднепучинистые суглинки тугопластичные, пески мелкие водонасыщенные (ИГЭ-6, ИГЭ-2а);
- сильнопучинистые суглинки мягкопластичные (ИГЭ-5), супесь пластичная (ИГЭ-4.1);
- чрезмернопучинистые суглинок текучепластичные (ИГЭ-7), супесь текучая (ИГЭ-4), торф (ИГЭ-1).

Согласно СП 115.13330.2016 категория опасности природных процессов по подтоплению относится к весьма опасным, по пучению грунтов - к весьма опасным, по землетрясению - к умеренно опасным.

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.							101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
Ин	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		7

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

Геологический разрез на участке изысканий изучен до глубины 10,0-15,0 м. В геологолитологическом строении района работ принимают участие грунты среднечетвертичного возраста (laQ_{II}), озерно-аллювиального происхождения, представленные песками мелкими, суглинками тугопластичными, мягкопластичными, супесями пластичными и текучими и грунтами современного возраста болотного (bQ_{IV}) и техногенного(tQ_{IV}) происхождения, представленные торфами и техногенными насыпями.

На основании буровых и лабораторных работ, в соответствии с ГОСТ 25100-2020 выделено по трассам 8 ИГЭ талых грунтов и 3 ИГЭ мерзлых грунтов.

 $И\Gamma$ Э-2т Насыпной грунт - песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения. Грунт вскрыт по трассам автодорог с поверхности на глубину 0,5-2,2 м, вскрытая мощность 0,5-2,2 м. Грунт перемещенный, уплотненный, не слежавшийся, давность отсыпки менее 5 лет.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- плотность грунта природной влажности − 1,97 г/см³;
- нормативный угол внутреннего трения 32 градусов;
- нормативное удельное сцепление − 2 кПа;
- модуль деформации 28 МПа;
- расчетное сопротивление 200 кПа.

ИГЭ-1 Торф слаборазложившийся очень влажный. Грунт вскрыт практически повсеместно, на участках где нет отсыпки и под отсыпкой. Вскрытая мощность торфяных отложений по трассам составляет 0,3 - 4,3 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- модуль осадки при нагрузке (кгс/см 2) при 0,5 = 430; при 1,0=500; при 1,5=850;
- сцепление по крыльчатке, $\kappa \Gamma c/cm^2 0.05$;
- несущая способность торфа, $\kappa rc/cm^2 0.45$.

ИГЭ-2 Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения. Грунт вскрыт локально по участкам трасс. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 – т.вр. ДНС-2 грунт вскрыт на ПК39+65 в русле ручья Валекъяха, на ПК39+65 – ПК44, ПК86+50 и до конца трассы залегает с поверхности мощностью до 3,5 м. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №5 – УЗА №4 на участке ПК0 – ПК2+18 с глубины 4,3 до 5,0 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

плотность грунта природной влажности − 1,94 г/см³;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

- 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 ПКО – 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: Π K13+50 – Π K15+50 с 4,2 до 5,2 м; Π K18+54 – Π K22+20 с 2,5 до 4,5 м; Π K41+50 – Π K43+50 с 3,5 до 4,5 м; Π K48 – Π K50 с 1,3 до 1,8 м; Π K62+50 – Π K68 с 1,9 до 2,5 м, Π K74+80 с 3,0 до 3,5 м; Π K87+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 Π K4 – Π K8 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.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

Инв. № подл. и дата Взам. инв. №

- 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 Π K1+20 Π K4+50 с глубины 2,6 м до 10,0 м, на участках Π K8 Π K10+70 и Π K12 Π K13, 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;

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

10

— по трассе нефтегазопровода УЗА №12 (P-155) Губкинского месторождения — куст №3-ДНС-2 Присклонового месторождения на участках ПК28+42 - ПК33+47, ПК37+89 - ПК39+57 с 0,5 - 4,7 м. Вскрытая мощность мерзлого торфа составила до 3,5 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- суммарная влажность 1195,7 %;
- влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной температуре незамерзшей воды Ww-1,34 д.е.;
 - плотность мерзлого грунта $1,08 \text{ г/см}^3$;
 - коэффициент теплопроводности мерзлого/талого грунта 0,81/1,22 Bт/(м-°C);
 - объемная теплоемкость мерзлого/талого грунта 4,63/3,24 Дж/(M^3 -C)¹⁰⁻⁶;
 - суммарная льдистость 0,652 д.ед.

ИГЭ-2м Песок пылеватый льдистый сыпучемерзлый, при оттаивании средней плотности средней степени водонасыщения. Грунт вскрыт локально по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 – т.вр. ДНС-2 на участке ПК12+50 в с-30 с глубины 4,9 до 5,8 м, по трассе нефтегазопровода УЗА №12 (Р-155) Губкинского месторождения — куст №3-ДНС-2 Присклонового месторождения на участке ПК0 – ПК1+41, на глубинах 4,6-4,7 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- − суммарная влажность 15,7 %;
- влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной температуре незамерзшей воды Ww-0.0441 д.е.;
 - плотность мерзлого грунта $1,94 \text{ г/см}^3$;
 - суммарная льдистость 0,465 д.ед;
 - коэффициент теплопроводности мерзлого/талого грунта 1,72/1,93 Bт/(м-°C);
 - объемная теплоемкость мерзлого/талого грунта $2,35/1,95 \, \text{Дж/(м}^3 ^{\circ}\text{C})^{10-6}$;
 - расчетное сопротивление 200 кПа.

ИГЭ-5м Суглинок пылеватый твердомерзлый сильнольдистый, при оттаивании текучий. Грунт вскрыт локально:

- по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 т.вр. ДНС-2 на участке ПК12+50 с глубины 3,0 до 4,9 м и на участке ПК56 ПК59 с 3,5м до 10,0 м;
- по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №5 УЗА №4 на участке ПК6+58 ПК13+46 с глубины 6,2 м до 10,0 м.

Прочностные и деформационные характеристики грунта приведены ниже:

- − суммарная влажность 22,7 %;
- влажность мерзлого грунта за счет содержащейся в нем при данной температуре незамерзшей воды Ww-0.00 д.е.;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

Лист

11

- плотность мерзлого грунта 2.01 г/см^3 ;
- суммарная льдистость 0,589 д.ед;
- коэффициент теплопроводности мерзлого/талого грунта − 1,47/1,66 Bт/(м-°C);
- объемная теплоемкость мерзлого/талого грунта $3.06/2.29 \, \text{Дж/(м}^3 ^{\circ}\text{C})^{10-6}$;
- 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.

Взам инь №									
Пони инста									
Инь Менопп		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
									Формат А4

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

Гидрогеологические условия территории изысканий на период производства буровых работ (январь-февраль 2022 г) характеризуются наличием подземных вод. Гидрогеологические условия:

- по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 т.вр. ДНС-2 отмечаются грунтовые воды под залежами торфа и песка мелкого, уровень воды вскрыт на глубинах 1,3-3,5 м;
- по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №3 т.вр. куст №2 вскрыты грунтовые воды повсеместно под слоем торфа, уровень воды отмечается на глубине 2,0-2,8 м, воды безнапорные;
- по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №5 УЗА №4 вскрыты грунтовые воды повсеместно под слоем торфа, уровень воды отмечается на глубине 2,2-5,0 м, воды безнапорные.

Подземные воды приурочены к болотным отложениям торфа (ИГЭ-1) и озерноаллювиальным отложениям к пескам мелким (ИГЭ-2). На заболоченных участках уровень воды вскрыт на глубине 0,2-3,5 м. На отсыпанных участках подземные воды вскрыты с глубины 0,7-2.2 м.

Территории развития болот относятся к естественно подтопленным.

Степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции в соответствии с таблицей Х.3 СП 28.13330.2017 - среднеагрессивная.

Степень агрессивного воздействия вод на металлические конструкции в соответствии с таблицей Х.5 СП 28.13330.2017 ниже уровня подземных вод слабоагрессивная, выше уровня подземных вод слабоагрессивная.

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист 13

5 Сведения о категории и классе линейного объекта

Проектируемые нефтегазопроводы относятся к промысловым трубопроводам.

В соответствии с СП 284.1325800.2016 (п. 5.3), в зависимости от назначения и условий работы, проектируемые нефтегазопроводы номинальным диаметром менее 300 мм относятся к III классу.

Проектируемые трубопроводы «Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2», «Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2» и «Нефтегазопровод т.вр. куст №5–УЗА№4» прокладываются в нарушение требований НТД, проектным решением принято повышение категории указанных проектируемых трубопроводов до I категории.

Проектируемый трубопровод «Нефтегазопровод УЗА N12 (Р-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения» прокладывается по территории распространения многолетнемерзлых грунтов (ММГ), имеющей при оттаивании относительную осадку свыше 0,1, а также пересекает участки, указанные в таблицы 2. Согласно СП 284.1325800.2016 (табл.10) категория присадочных грунтов — III. Проектным решением принято повышение категории всего проектируемого трубопроводов до II категории.

Категория участков трубопровода в соответствии с СП 284.1325800.2016 (табл. 2) и ПУЭ (п.2.5.290) и приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Категории участков нефтегазопроводов

Участки трубопроводов

				дземнь имуник		уника	циями в пределах 20 м по обе стороны	II
		тоянии					ектропередачи высокого напряжения на есечения (в районах Западной Сибири и Крайнего	II
	Пере	еходы	через (болота 1	II типа			II
		еходы словой			одные во	дные г	преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м	II
Nē	Учас		убопр		протяже	нносты	ю 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 %	II
Взам. инв. №	Авто	омобил мобил оги дли	іьные д ьные д	ороги г	іромышл	енных	ания IV, V категорий, внутренние площадочные предприятий, включая участки по обе стороны насыпи или бровки выемки земляного полотна	II
Подп. и дата								
эдл.								
Инв. № подл.							101 01 711001 711	Лист
Инг	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	14
		_						Формат А4

Категория участков

трубопроводов

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 (P-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 осекающий 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.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

Таблица 3 – Характеристика трубопроводов

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

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.	Изм	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Лата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист 16
	H3M.	1x031.y 4.	JINCI	л⊻ док.	подп.	Дата		Формат А4

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

	Сред	нее значение	
Показатели	Прискло- новое м/р	Крещен- ское м/р	от УПСВ
Плотность газа кг/м 3	1,014	1,016	-
Вязкость нефти при 20°С, мм2/с		3,53	
Вязкость нефти при 50°C, мм2/c		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

Изм. Кол.уч. Лист № док.

Подп.

Дата

	Наименование участка (начало- конец)	Длина трубы (м)	Расход жидкости (м³/сут)	Расход нефти (т/сут)	Средняя обвод - ненность	Диаметр трубы (мм)	Толщина стенки (мм)	Средняя скорость жидкости (м/c)	Давление в начале участка (МПа)	Давление в конце участка (МПа)	Перепад давления (МПа)
	Куст№26-УЗА№2	480	40	29,5	28	114	8	0,38	1,30	1,28	0,02
	Куст№5-УЗА№2	62	10	6,5	36	114	8	0,07	1,28	1,28	0,00
	УЗА№2-УЗА№3	725	50	36,0	29,6	114	8	0,39	1,28	1,26	0,02
	Куст№28–УЗА№3	100	10	6,5	36	114	8	0,05	1,26	1,26	0,00
	УЗА№3-УЗА№4	621	60	42,5	30,7	114	8	0,49	1,26	1,23	0,03
	Куст№3-УЗА№1	91	11	5,7	50	114	8	0,05	1,24	1,24	0,00
	УЗА№1-УЗА№4	957	11	5,7	50	114	8	0,05	1,24	1,23	0,01
	УЗА№4-УЗА№5	987	71	48,2	47	114	8	0,62	1,23	1,18	0,05
. N	Куст№2-УЗА№5	150	195	101,2	50	159	8	0,71	1,19	1,18	0,01
Взам. инв. №	Куст№25-УЗА№5	150	45	32,9	28	114	8	0,47	1,19	1,18	0,01
зам.	УЗА№5- УЗА№7	5743	311	182,3		219	8	0,51	1,18	1,04	0,14
В	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
Подп. и дата	т.вр.Р-170- УЗА№7	1700	635	40,0	94	159	8	1,00	1,18	1,04	0,14
п. и	УЗА№7- УЗА№8	929	946	252,3	77,2	219	8	1,39	1,04	0,96	0,08
Под	УПСВ Крещенского - УЗА№11	8474	238	232	2	219	8	0,09	0,99	0,99	0,00
л.	Р-155-КУ№7	125	113	34	70	89	8	1,5	1,03	0,99	0,04
Инв. № подл.							101-21-7	ГКР1.Т	4		Лист 17

Наименование участка (начало- конец)	Длина трубы (м)	Расход жидкости (м³/сут)	Расход нефти (т/сут)	Средняя обвод - ненность	Диаметр трубы (мм)	Толщина стенки (мм)	Средняя скорость жидкости (м/c)	Давление в начале участка (МПа)	Давление в конце участка (МПа)	Перепа давлени (МПа)
КУ№7-УЗА№11	65	113	34	70	219	8	0,12	0,99	0,99	0,00
УЗА№11- УЗА№8	4975	351	266	23,9	219	8	0,22	0,99	0,96	0,03
УЗА№8-УЗА№9	2836	1297	518,3	62,8	219	8	1,8	0,96	0,59	0,37
УЗА№9-УЗА№10	81	1297	518,3	62,8	219	8	2,4	0,59	0,57	0,02
M6	nepcnekm nepcnekm deūcmb. H npoekm. H npoekm. H npoekm. H ecmopowdo	219х8 нн 8474 н 8474 н ивные площа ивные нефте ефтегазопро ефтегазопро ефтегазопро ефтегазопро ефтегазопро емтегазопро	ов добычи Эки объект газопрово вод т.вр. к вод т.вр. к вод т.вр. к вод ЧЗА N врезки не кдения	Кус 19х8 мм 19х8 мм 125 м КУ № 7 Куст № 3 – т. вр куст № 3 – т. вр куст № 2 – т. вр 12 (Р – 155) Гу	уст №2 P-170 114x8 мг 175м 219x8 мм 4975м 219x8 мм 4975м	93A Nº1 114x8 mm 957 m 114x8 mm 114x8 mm 114x8 mm 114x8 mm 1159x8 mm 11700m 117	HA N°7 HAA N°8 HAA N°9	8 MW N3V V	Kycm P-46.	N°26 4
		1	-1- J 110K	1 1 00 101			01101114			
1 1										Л
	1									JI
						101 21 7	ГКР1.ТЧ	T		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

8.1 Выбор труб и расчет на прочность и устойчивость

В проектной документации:

- для нефтегазопровода т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2, нефтегазопровода т.вр. куст №3-т.вр. куст №2 и нефтегазопровода т.вр. куст №5-УЗА№4 приняты трубы стальные электросварные прямошовные в северном исполнении из стали 09Г2С (К48). Временное сопротивление разрыву не менее 470 МПа, предел текучести не менее 338 МПа. Ударная вязкость основного металла труб на образцах КСU при температуре минус 60 °С не менее 3,5 кгс·м/см². Трубы приняты с заводским двухслойным наружным экструдированным полиэтиленовым покрытием. Соединительные детали приняты из стали 09Г2С с характеристиками аналогичными основному трубопроводу.
- для нефтегазопровода УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения приняты трубы стальные электросварные прямошовные из стали 13ХФА (К52) по ТУ 14-3P-1471-2002. Временное сопротивление разрыву не менее 510 МПа, предел текучести не менее 353 МПа. Ударная вязкость основного металла труб на образцах КСU при температуре минус 60 °С не менее 3,5 кгс⋅м/см2. Трубы 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 футляров защитных приняты трубы стальные электросварные прямошовные по ГОСТ $10704-91/\Gamma$ ОСТ 10705-80 из стали B-10, с толщиной стенки 10 мм.

При выборе труб учитывались климатические характеристики района строительства, принятые согласно СП 131.13330.2020 и материалов изысканий, а именно, минимальная температура наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92 составляет минус 47 °C.

Техническая характеристика проектируемых стальных труб приведена в таблице 6. Таблица 6 – Механические характеристики металла труб

Марка стали	Конструкция трубы	σи, М∏а	бу, МПа	Ударная вязкость (КСU), кгс•м/см² (t= минус 60°С)	Относительное удлинение,%
09Г2С	Электросварные	не менее 470	не менее 338	3,5	не менее 20
13ХФА	прямошовные	не менее 510	не менее 353	3,5	не менее 20

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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 °C.

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 промыслового трубопровода (расчёт на прочность) производится согласно п.13.2 СП 284.1325800.2016 по формуле (1)

$$t = \frac{y_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2(R + 0.6 \cdot y_f \cdot p_n)},\tag{1}$$

где t — расчетная толщина стенки

инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

 p_n - давление расчетное, МПа;

 d_{a} – диаметр наружный, мм;

 η - коэффициент несущей способности;

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

$$R = \min \left[\frac{R_{un} \cdot y_c}{y_m \cdot y_n}; \frac{R_{yn} \cdot y_c}{0.9 \cdot y_n} \right], \tag{2}$$

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

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

101-21-ТКР1.ТЧ

 y_n - коэффициент надежности по назначению, (табл.3 СП 284.1325800.2016);

 y_{m} - коэффициент надежности по материалу, (табл.5 СП 284.1325800.2016);

 R_{un} — нормативное предел прочности;

 R_{vn} — нормативный предел текучести;

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

Механические характеристики материала используемых в проектной документации труб приведены в таблице 6.

Расчетные данные и результаты расчета толщины стенки нефтегазопроводов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Расчетные данные и результаты расчета толщины стенки

Наименование	Обозначение	Ед. изм.	,	Значени	e
Наружный диаметр трубопровода	D	MM	114	219	219
Расчетное давление в трубопроводе (рабочее давление)	p	МПа		4	
Нормативные предел прочности	R_{un}	МПа	47	70	510
Нормативный предел текучести	R_{yn}	МПа	33	38	353
Коэффициент условий работы трубопровода	γς	-	0,	,6	0,75
Коэффициент надежности по материалу труб при расчете на прочность	γm	-	1,:	55	1,47
Коэф. надежности по назначению трубопровода	γ_n	ı	1,	,0	1,0
Коэффициент надежности по внутреннему давлению	γf	ı	1,	15	1,15
Коэф. несущей способности труб	n	-	1,	,0	1,0
Расчетное напряжение материала стенки трубы	R	МПа	18	1,9	260
Расчётное значение толщины стенки	t	MM	1,42	2,7	1,92
Расчетное условие толщины стенки	t_p	MM	0,814	1,56	1,56
Толщина стенки, как большее среди значений выше и отбраковки	t_d	MM	3	3	3
Принятая толщина стенки	t	MM	8	8	8

8.1.2 Расчёт трубопроводов на продольную устойчивость

Согласно СП 284.1325800.2016 (гл.13) проверку общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия, см. формулу (3)

$$S_{_{9KB}} \le y_c N_{_{KP}}, \tag{3}$$

где ус – коэффициент условий работы трубопровода;

 $N_{\kappa p}$ - критическое продольное усилие для подземных участков трубопровода, МН, определяется по формуле (4);

$$N_{\kappa\rho}=0.372qp_0,\tag{4}$$

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

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)

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

где w – погонный вес трубопровода, MH/м;

qs – 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)

$$q_s^* = \gamma \cdot H \cdot D \cdot \left(1 + k_{H.s.} \cdot \frac{H}{D} \right) \tag{6}$$

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

$$q_s^* = k_{H.c.} \cdot c \cdot D \tag{7}$$

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

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

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

D - диаметр наружный трубопровода, м;

k_{н.s.} - 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_{н.с.} - коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов;

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

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

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

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

Е₀ - модуль упругости материала труб, МПа;

 ΔT - температурный перепад, °С;

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

μ0 - коэффициент Пуассона материала труб;

As- площадь поперечного сечения трубы (стали), м ;

Аі- площадь поперечного сечения трубопровода "в свету", м ;

р - рабочее давление, МПа;

 γ_{fp} - коэффициент надежности по внутреннему давлению.

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

$$\sigma_{_{\text{KII}}} = \frac{nP_{pa\delta}D_{_{\theta H}}}{2\delta} \tag{10}$$

Обозна-

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

Таблица 8 - Результаты расчета продольной устойчивости нефтегазопроводов

Название величины	чение	Ед. изм.	Знач	іение
Диаметр трубопровода	$D_{\scriptscriptstyle H}$	ММ	114	219
Толщина стенки трубопровода	δ	ММ		8
Рабочее давление	р	МПа		4
Радиус упругого изгиба в продольном направлении	R	М	2	00
Коэффициент условий работы трубопровода	Уc	-	0	,6
Модуль упругости материала труб	E_0	МПа	206	6000
Коэффициент линейного температурного расширения	α	°C ⁻¹	0,00	0012
Коффициент Пуссона грунта	μ_0	-	0	,3
Глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы	Н	M	м 0,8	
Коэффициент надежности по внутреннему давлению	γfp	-	1,15	
Расчетный температурный перепад	Δt	°C	30,0	
Коэффициент учеты 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)	С	МПа	0,016	
Площадь поперечного сечения трубы (стали)	A_s	\mathbf{M}^2	0,00266	0,0053
Поперечного сечения трубопровода "в свету"	A_i	\mathbf{M}^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	$N_{\kappa p}$	МН	0,422	0,812
	ус Пкр	МН	0,3	0,5
Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода	Ѕэкв	MH	0,211	0,453
Проверка условия S<=N _{cr} у _с	-	-	Да	Да

Согласно результатам расчёта нефтегазопроводов на продольную устойчивость при расчётных температурных перепадах и рабочем давлении Рраб. = 4,0 МПа, эквивалентное

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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, вычисляют по формуле (11)

$$T = \frac{S - C_1 - S_r}{V_c} \tag{11}$$

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

 C_1 — 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 14-3Р-1471-2002), мм;

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

Vc — скорость коррозии трубной стали, мм/год.

Результаты расчета срока службы трубопроводов приведены в таблице 9.

Таблица 9 - Результаты расчетов отбраковочных толщин стенок трубопровода

Диаметр, Марка мм стали	Толщина стенки, мм			Скорость	Расчетный	Принят	
	S	C_1	Sr	коррозии (Vc), мм/год	срок службы (Т), лет	назначенный срок службы, лет	
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

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

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.

Расчёт ореолов оттаивания производится по СП 25.13330.2012 приложение Н.

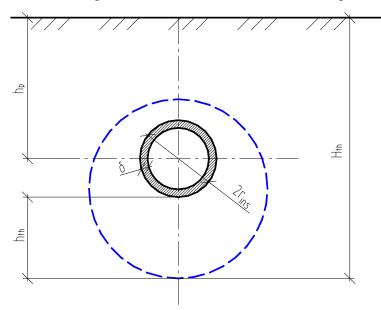


Рисунок 2 - Расчетная схема

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	Обозна- чение	Ед. изм.	Значение
Радиус трубы включая теплоизоляцию	r _{ins}	M	0,1495
Радиус трубы без теплоизоляции	r _p	M	0,1095
Толщина теплоизоляции	δ	M	0,04
Средняя глубина заложения оси трубопровода	h _p	M	1

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

Наименование	Обозна- чение	Ед. изм.	Значение
Коэффициент теплопроводности талого грунта	λ_{th}	Вт/ (м·°С)	0,81
Коэффициент теплопроводности мерзлого грунта	$\lambda_{ m f}$	Вт/ (м·°С)	1,33
Среднегодовая температура ММГ	T_0	°C	-0,19
Температура начала оттаивания грунта	$T_{ m bf}$	°C	-0,11
Расчетный период	t	Ч	175200
Среднегодовая температура продукта внутри трубы	T_{pr}	°C	20
Удельная теплота фазовых превращений воды	L_0	Вт·ч/ кг	93
Плотность мерзлого грунта	$ ho_{ m f}$	кг/м³	1080
Суммарная влажность грунта	W_{tot}	дол. ед.	11,957
Влажность за счет незамерршей воды	W_{w}	дол. ед.	0,0135
Коэффициент теплопроводности изоляции	λ_{ins}	Вт/ (м·°С)	0,03
Теплоемкость талого грунта	C _{th}	кВт·ч/ м³.°С	4,63
Теплоемкость мерзлого грунта	C_{f}	кВт·ч/ м³.°С	3,24

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

$$H_{th} = \xi_t \cdot r_{ins} \, npu \, \beta_t \le 0,1$$

$$H_{th} = \xi_n \cdot r_{ins} \, npu \, \beta_t > 0,1$$
(12)

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:

$$m = \frac{h_p}{r_{ins}} \tag{13}$$

$$I_{t} = \frac{\lambda_{th}(T_{ins} - T_{bf})t}{4L_{v} \cdot r_{ins}^{2}}$$

$$(14)$$

$$\beta_T = -\frac{\lambda_f (T_0 - T_{bf})}{\lambda_{th} (T_{ins} - T_{bf})} \tag{15}$$

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

 λ_f - коэффициент теплопроводности мерзлого грунта, Bт/(м·°C);

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

 h_{p} - глубина заложения подземного трубопровода, считая от дневной поверхности до центра трубы, м.

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

 T_0 – среднегодовая температура ММГ, °С;

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

t – расчетное время, ч;

 L_{ν} - удельные затраты тепла на оттаивание грунта, $B \tau \cdot v / m^3$, определяются по формуле 17;

 L_{te} - эквивалентное безразмерное время.

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

$$L_{v} = L_{0} \cdot \rho_{f} \frac{W_{tot} - W_{w}}{1 + W_{tot}} + 0.5C_{th} \cdot T_{ins} - C_{f} \cdot T_{0}$$
(16)

где L_0 - удельная теплота фазовых превращений воды, $L_0 = 93~(\mathrm{Bt} \cdot \mathrm{y})/\mathrm{kr}$;

 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, $B_{T^*} \text{ч/м}^3 \cdot {}^{\circ}\text{C}$;

 λ_{ins} - коэффициент теплопроводности теплоизоляции, $B_T/(M \cdot {}^{\circ}C)$;

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

где R_T – коэффициент зависящий от толщины теплоизоляции:

$$R_{T} = \begin{cases} 0.0 & \text{при } \delta_{\text{ins}} = 0.0 \\ \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{ins}}} \cdot \ln \frac{r_{\text{ins}}}{r_{\text{p}}} & \text{при } \delta_{\text{ins}} > 0.0 \end{cases}$$

$$(18)$$

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

 A_p – коэффициент, определяющийся по формуле:

$$A_{p} = \ln \left(\frac{h_{p}}{r_{ins}} + \sqrt{\frac{h_{p}^{2}}{r_{ins}^{2}} - 1} \right)$$
 (19)

Результаты расчёта ореола оттаивания грунта представлен в таблице 11.

Таблица 11 - Результаты расчета ореола оттаивания грунта

Наименование	Величина	Зна 21	Ед. изм.	
		без изоляции	с изоляцией	
Промежуточный коэффициент	A_{p}	2,9	2,57	-
Термическое сопротивление теплоизоляции	R_{T}	0,0	1,72	(м·°C)/Вт
Температура на наружной поверхности изоляции	Tins	20	4,39	°C

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

Взам. инв.

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

		Зна		
Наименование	Величина	21	Ед. изм.	
		без изоляции	с изоляцией	
Удельные затраты тепла на оттаивание грунта	$L_{\rm v}$	139499	103370	Вт·ч/м³
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	M
Глубина оттаивания под трубой	h_{th}	2,4	0,14	M
По результатам расчёта ор	еола оттаив	ания на ММ	Г, видно что	применение

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 промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;
- BCH 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.

***	T.C	т	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Взам.

Подп. и

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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 условием (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 промысловыми 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°;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

- п. 2.5.288 таблица 2.5.40 ПУЭ. Расстояние от опоры ВЛ 6кВ до трасс проектируемых трубопроводов предусматривается не менее 5 м. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 т.вр. ДНС-2 проектируемый трубопровод располагается на расстоянии не менее 0,5 метров до опор ВЛ 6кВ.
- п. 2.5.278 ПУЭ. Размещение арматурных узлов (наружных взрывоопасных зон) на проектируемых нефтегазопроводах предусматривается на расстоянии не менее полуторакратной высоты опоры от оси трассы ВЛ. По трассе нефтегазопровода т.вр. куст №2 т.вр. ДНС-2 УЗА №№6, 7, 8, 9 размещаются на расстоянии не менее 2,8 метров до оси трассы ВЛ-6 кВ.

На основании этих нарушений требуется разработка компенсирующих мероприятия в СТУ.

Расстояние между трубопроводом и существующими сооружениями при параллельном следовании согласно HTД составляет:

- не менее 10 м от ВЛ до 20 кВ согласно ПУЭ (изд. 7) (табл. 2.5.40) по трассе нефтегазопроводов «т.вр. куст №3-т.вр. куст №2», «т.вр. куст №5–УЗА№4», «УЗА N12 (Р-155) Губкинского месторождения точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения»;
- не менее 10 м от автодороги (от подошвы насыпи) согласно СП 284.1325800.2016 (табл.7) по трассе нефтегазопровода т.вр. куст №3-т.вр. куст №2.

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

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

Соединение труб по трассе нефтегазопроводов и на УЗА предусмотрено по технологии ручной электродуговой сварки.

Сварку и контроль сварных стыков стальных труб необходимо производить согласно требованиям СП 284.1325800.2016, ВСН 005-88 и ВСН 006-89, технических требований на трубы.

Дата

инв. №

Взам.

101-21-ТКР1.ТЧ

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 условий эксплуатации и исключения возможности повреждения, нормальных 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

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

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 $\pi.9.2.2$).

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.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

101-21-TKP1.TY

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 °C). 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».

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

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

101-21-ТКР1.ТЧ

8.4 Конструктивные и объемно-планировочные решения

Для всех сооружений принят уровень ответственности – нормальный в соответствии с ФЗ №384-РФ от 30.12.2009 г. «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений. Коэффициент надежности по ответственности сооружений, принятый при расчетах — 1,0, согласно п.10.1 ГОСТ 27751-2014 и задания на проектирование.

Нефтегазопровод представлен узлами задвижек сооружения. Узлы располагаются на отсыпанных, спланированных площадках.

По периметру узлов запроектировано сетчатое ограждение высотой 2,5 м из стальных прокатных профилей по стойкам из стальных труб диаметром 114х8 по ГОСТ 8732-78* сталь 09Г2С ГОСТ 8731-74*. Нижний конец металлических стоек-свай с заваренным наконечником.

Рамы секций ограждения изготавливается из металлического уголка 50x50x5 ГОСТ 8509-93 с заполнением сеткой "Рабица". Калитки сетчатые индивидуального изготовления из рамы - металлического уголка 50x50x5 ГОСТ 8509-93 с заполнением сеткой "Рабица".

Опоры под технологические трубопроводы запроектированы металлические из стальных прокатных профилей на сваях-трубах. Сваи из стальных труб диаметром 168х8 по 8732-78* сталь 09Г2С ГОСТ 8731-74*. Нижний конец металлических свай с заваренным наконечником.

Для обеспечения работы электроприводной арматуры на узлах задвижек, а также их системы управления, проектом предусмотрено строительство инфраструктуры электроснабжения.

Конструктивная часть проектной документации выполнена в соответствии с действующими нормативными документами, утвержденными Госстроем России, исходя из требований технологического процесса, размещения инженерного и технологического оборудования, условия эксплуатации, возможностями подрядной строительной организации, климатическими и гидрогеологическими особенностями площадки строительства.

Строительные конструкции надземной части, фундаменты и основания сооружений по прочности и устойчивости соответствуют требованиям статьи 7 ФЗ от 30.12.2009 №384 и обоснованы расчетами на основании требований СП 16.13330.2017 и СП 24.13330.2011.

Прочность, устойчивость, пространственная неизменяемость запроектированных сооружений обеспечивается жесткостью основных конструкций, фундаментов, материалов и надежностью их соединений. Требуемая долговечность обеспечивается выбором основных конструкций, строительных материалов, имеющих надлежащую огнестойкость, морозостойкость и влагостойкость.

Металлоконструкции изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 23118-2012 и СП 53-101-98.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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 несгораемых 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 II-23-81*) для I климатического района строительства (с расчетной температурой минус 45°С>t≥минус 55°С) климатического районирования согласно СП 131.13330.2012 и уровня ответственности сооружений - нормального.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

Для несущих стальных конструкций принята сталь C345-5 по ГОСТ 27772-2015 и сталь марки $09\Gamma2C$ -8 по ГОСТ 8731-74*в соответствии с таблицей В.1 приложения В СП 16.13330.2017.

Для стальных вспомогательных конструкций (ограждения узлов) принята сталь C255 по ГОСТ 27772-2015.

Согласно табл. В.1 СП 16.13330.2017 металл проката, используемого для несущих стальных конструкций 2, 3 групп должен удовлетворять требованиям по ударной вязкости (по ГОСТ 9454-78*) КСV при температуре испытаний минус 20 °C не менее 34 Дж/см²; для вспомогательных стальных конструкций 4 группы должен удовлетворять требованиям по ударной вязкости (по ГОСТ 9454-78*) КСV при температуре испытаний 0 °C не менее 34 Дж/см².

Соединения металлических элементов выполнить на сварке электродами Э50A для стали С345-5, 09Г2С-8 по ГОСТ 9467-75*, сварку стали марки С255 производить электродами типа Э42A по ГОСТ 9467–75*. При производстве работ в зимнее время сварку производить при температуре выше минус 30°С.

Для защиты строительных конструкций от коррозии производится окраска лакокрасочными материалами по СП 28.13330.2017. Все надземные металлические конструкции покрываются двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* по грунтовке ГФ-017 по ТУ 6-27-7-89 с контролем качества через 3-4 года. Качество лакокрасочного покрытия должно соответствовать классу IV по ГОСТ 9.032-74. Общая толщина лакокрасочного покрытия, включая грунтовку, 80 мкм в соответствии с таблицей Ц.1 СП 28.13330.2017.

Металлические конструкции, эксплуатируемые в грунте, покрыть битумно-резиновой мастикой по ГОСТ 15836-2011 по битумной грунтовке в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005, толщина покрытия не менее 3 мм.

Поверхность металла перед нанесением покрытия необходимо очистить от продуктов коррозии и окалины абразивоструйным способом до степени очистки не ниже 2 – для свай-труб, для остальных конструкций – 3 по ГОСТ 9.402, согласно СП 28.13330.2012 таблица X6. Шероховатость поверхности после обработки должна соответствовать техническим требованиям на наносимый материал.

Подготовку металлических поверхностей к окрашиванию производить в соответствии с ГОСТ 9.402-2004.

Производство работ вести согласно указаниям СП 45.13330.2017, СП 70.13330.2012; СП 72.13330.2016; СНиП 12-04-2002 часть 2; МДС 53-1.2001; СП 53-101-98.

Для производства работ при отрицательной температуре руководствоваться СП 70.13330.2012.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

Металлические сваи-трубы в пределах слоя сезонного промерзания-оттаивания (3 м от планировочной отметки земли) покрываются двумя слоями кремнийорганической эмали КО-198 (ТУ 6-02-841-84), оставшуюся часть свай-труб обмазать горячей битумной мастикой на два раза, общей толщиной покрытия 3 мм.

Внутренние полости свай, после их установки, заполнить цементно-песчанной смесью 1:8 с послойным тромбованием штыкованием.

Антикоррозионная защита стальных свай, также обеспечивается конструктивными решениями (первичная защита) принятой толщиной стенки трубы min 8 мм. Что позволяет сохранить конструкции в расчетный период эксплуатации (25 лет) требуемые прочностные характеристики. Расчетное уменьшение толщины стали за счет коррозии составит 1,0 мм за 25 лет (таблица 4-1 EN 1993-5:2007. Еврокод 3. Проектирование стальных конструкций. Часть 5. Свайные сооружения).

Конструктивные решения 8.5

8.5.1 Основные решения по прокладке

Все строительно-монтажные и земляные работы производятся в соответствии с требованиями нормативных документов СП 45.13330.2017, СП 284.1325800.2016, ВСН 005-88, BCH 006-89.

Способ прокладки трубопроводов и глубина заложения приняты в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 и технических требований заказчика на проектирование.

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

Исходя из условий защиты трубопровода от механических повреждений, а также руководствуясь положением СП 284.1325800.2016 п.9.3.1. глубина заложения нефтегазопроводов до верхней образующей трубы принимается:

- на минеральных грунтах не менее 0,8 м;
- на участках болот II типа не менее 0,6 м.

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

При подземной укладке нефтегазопровода в траншею криволинейное очертание в вертикальной и горизонтальной плоскости достигается укладкой сваренных плетей труб в соответственно спрофилированную траншею по кривым естественного изгиба труб под действием собственного веса. Минимальные радиусы упругого изгиба нефтегазопроводов определены из условия прочности, жесткости и продольной устойчивости трубы в соответствии с требованиями п. 9.1.6 СП 284.1325800.2016 и составляют:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

101-21-TKP1.TY

Лист

36

инв. №

Подп. и дата

нв. № подл.

- для трубопровода DN100: Ru3г. гор.=100 м, Ru3г. верт.=100 м;
- для трубопровода DN 200: Rизг. гор.=200 м, Rизг. 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.

Инв. № подл. Подп. и дата Взам.

Изм.

Кол.уч.

Лист

№ док.

Подп.

Дата

инв. №

101-21-ТКР1.ТЧ

Трубы прокладываются по II принципу использованию грунтов, согласно расчета для уменьшения осадки, было принято решение по территории ММГ трубопровод заложить в теплоизоляционных скорлупах из пенополиуретана толщиной не менее 43,1 мм по ГОСТ 30732-2020 с коэффициентом теплопроводности 0,033 Вт/м·°С.

После разработки траншеи, на дно уложить нетканый синтетический материал после чего осуществить засыпку песка (обсыпка толщиной 0,2 м и присыпка над трубопроводом на высоту 0,2 м с подбивкой пазух и равномерным послойным его уплотнением).

Результаты прогнозных расчетов показали, что глубина протаивания грунтов под нефтегазопроводом находится в допустимых пределах. Принятые меры обеспечивают надежную эксплуатацию трубопровода, предотвращая развитие недопустимых осадок.

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 ІІ 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.

При подземной прокладке трубопроводов на участках распространения ММГ разработка и засыпка траншеи ведется одноковшовым экскаватором с рыхлением мерзлого грунта.

При укладке труб и засыпке траншеи необходимо обеспечить:

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

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

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

При засыпке траншей мерзлым грунтом первоначально выполняется засыпка размельченным грунтом высотой от 0,2 до 0,3 м из отвала, после чего производится остальная засыпка с устройством грунтового валика, с учетом последующей его осадки при оттаивании.

Крутизна откосов траншеи зависит от физико-механических свойств грунтов, глубины траншеи принимаются в соответствии с CHиП 12-04-2002.

Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

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

Пере	сечения	Наименование коммуникации	Техническое	Угол пере-	Диаметр,	Глубина	Владелец
ПК	+	панменование коммуникации	состояние	сечения, °	MM	заложения, м	Бладелец
		Нефт	тегазопровод т.вр.	куст №2-т.вр. Д	ДНС-2		
0	71.18	высоконапорный водовод	действ.	89°	219	2.00	
18	54.78	газоконденсат	действ.	86°	159	1.20	
94	6.95	нефтегазопровод	действ.	86°	426	0.50	OAO «HK
95	2.39	газоконденсат	действ.	86°	89	1.00	«Янгпур»
95	5.51	газоконденсат	действ.	82°	114	1.00	
95	8.94	газоконденсат	действ.	89°	89	1.00	
		Нефте	егазопровод т.вр. к	уст №3-т.вр. к	уст №2		
1.68	16	высоконапорный водовод	недейств.	74°	114	2.00	ОАО «НК «Янгпур»
		Нес	ртегазопровод т.вр). куст №5–УЗА	1.№ 4		
			пересечения о	тсутствуют			
	Нефтега	зопровод УЗА N12 (P-155) Губ 1	окинского местор Присклонового м			нефтепровод ку	уст N3-ДНС-2
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 60⁰ 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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-TKP1.TY

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 трубоукладчиков 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.

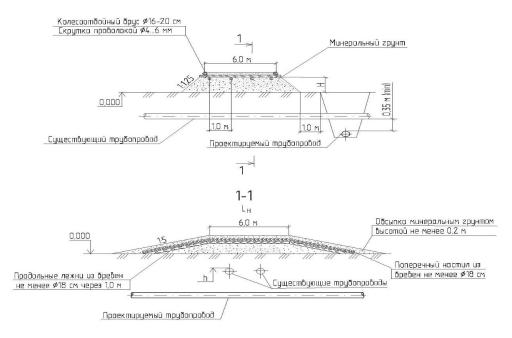


Рисунок 3 – Схема переезда через коммуникации

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.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

инв.

Взам.

дата

Подп. и

нв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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

Пе	epece-		Угол	Кол-во	№ опс	р, расстоя	ние от ос	и трассы	Рухоото	
ч	ения	Наименование, напряжение	пересе- чения,	прово-	левая	н опора	права	я опора	Высота нижнего	Владелец
ПК	+	напряжение	град. дов, шт.		№	расст., м	№	расст., м	провода, м	
		ŀ	Нефтегазог	іровод т.вр	. куст №	2-т.вр. ДН	HC-2			
1	2.24	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	84°	-	б/н	25.46	б/н	10.08	6,5	
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	ОАО «НК «Янгпур»
73	59.19	ВЛ 6кВ 3пр.ф-4	1°	-	б/н	24.41	б/н	24.09	6,5	(3111111) p//
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	
		Н	ефтегазопј	ровод т.вр.	куст №3	3-т.вр. кус	т №2			
1	1.36	ВЛ 6кВ 3пр.Ф-4	61°	-	б/н	27.02	б/н	41.75	6,5	ОАО «НК
9	8.44	ВЛ 6кВ 3пр.Ф-4	52°	-	б/н	24.18	б/н	16.88	6,5	«Янгпур»
			Нефтегаз	опровод т.е	р. куст Ј	№5-УЗАЛ	<u>√04</u>			
			пе	ересечения	отсутствуют					
	Нефтег	азопровод УЗА N12 (P-15	ского место клонового	_		врезки	нефтепров	вод куст N3-Д	ЦНС-2	
1	7.7	ВЛ 6кВ 3пр	61°	-	б/н	28.2	б/н	23.9	8,6	ОАО «НК
49	72	ВЛ 6кВ 3пр	90°	-	б/н	24.5	б/н	22.4	6,5	«Янгпур»

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.

И	зм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

				пефтегаз	опровод т.вр. к	yer 31.5p. kye.	1 31-2		
9	35.81	9	47.74	автодорога	87°	V (песок))	11.93	8.01	ОАО «НК «Янгпур»
				Нефтег	газопровод т.вр	. куст №5–УЗАЛ	<u>°</u> 4		
					пересечения о	, , ,			
	Нефтега	азопро	вод УЗА №	V12 (P-155) Губки Пр	инского местор рисклонового м		врезки нефтепј	ровод куст N3-,	ДНС-2
0	14.2	0	21.3	автодорога	68°	IV (песок))	7.1	4.7	ОАО «НК «Янгпур»
	\mathbf{y}_{Γ}	ол пе	ресечени	ия с категорир	ованными д	цорогами долж	кен быть, ка	к правило 9	90^{0} , но не
ме	нее 60 ⁰	, согл	асно п.10	0.4.2 СП 284.11	325800.2016				
	Пр	оклад	ка прое	ктируемых тр	убопроводон	в под автодор	огами без у	совершенств	зованного
ПО	крытия	подз	емная, в	ыполняется от	гкрытым сп	особом с врем	иенным огра	ничением д	орожного
дв	ижения	. Под	дрядчику	/ предварител	ьно необхо	димо согласо	вать место	и срок пе	рекрытия
авт	гомоби.	пьной	дороги	с ОАО «НК «Я	Янгпур».				
	По	окон	чанию п	рокладки труб	опровода пр	овести восста	новление до	рожного пол	ютна.
	Пр	оклад	ка осуш	ествляется в	защитном ф	утляре из ста	льных труб	диаметром	не менее,
чеі	-		•	е наружного ,	-	-		•	
				направляющи				-	
	•		-	етизирующие	`	- /			
•	метичі	-	-		странства.	Для защит	-	изирующих	манжет
пр	едусмо	грена	установ	ка укрытия гер	эметизируюі	цих манжет и	з стеклоплас	стика.	
•	-	-		цения касания					циальные
ДИ	, ,	•	•	о-центрируюц	1,	1,5			
	-		-	бопроводом, ч	• •	•			
	-	-	рубопроі	•	110 11010110 10		in copuscin		, pp 00
110	-	-		дитного футля	па ппивелен	а на писунке 5	,		
				аниям СП 284				INAD DLIDANGT	гся на 5 м
ОТ			•	лотна, но не м		,	1.0	гров выводит	CA HU J WI
UI	-			ния трубопро				novni imia - "	ODOLK TO
	1 11	уоина	i sanome	лия труоопро	овода, под	автодорогами	от верха	покрытия д	ороги до

Таблица 14 – Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

Наименование

дороги

автодорога

автодорога

Угол

пересе-

чения, °

89°

85°

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

Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2

верхней образующей футляра, в соответствии с требованием п.10.4.6 СП 284.1325800.2016

101-21-ТКР1.ТЧ

Категория

дороги, тип

покрытия

V (песок)

V (песок)

Ширина

основания

насыпи, м

8.13

18.88

Ширина

дорожного

полотна, м

8.13

13.77

Владелец

ОАО «НК «Янгпур»

Местоположение по трассе

ПК

0

18

конец

99.88

22.83

начало

86.93

4.05

ПК

0

18

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.

принята не менее 1,4 м.

Лист

Подп.

Дата

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

Схема перехода через автомобильные дороги приведена на рисунке 4.

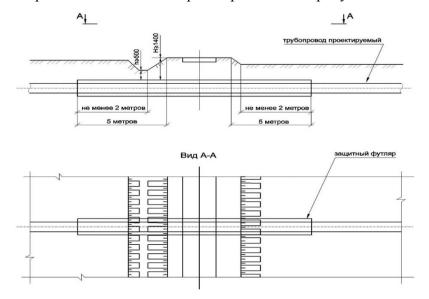


Рисунок 4 - Схема перехода трубопровода через автомобильные дороги

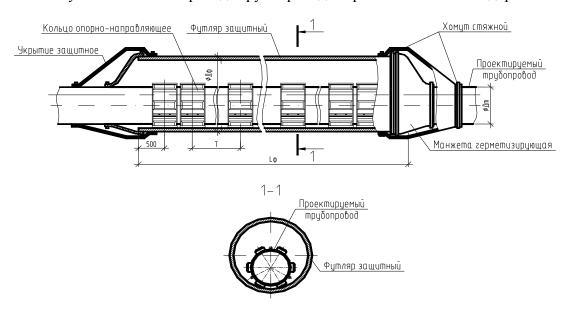


Рисунок 5 - Конструкция защитного футляра

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.

	В	01	iciui	10 1111	жепері	IIDIW 113D	ickuiii	no 21 m m qua naoma 15.	
	Подп. и дата								
	Инв. № подл.								
	N.								Лист
	ДHВ.							101-21-ТКР1.ТЧ	43
L		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		43
								Фо	рмат А4

	1	,	,	, i	
			Не	фтегазопр	овод т.вр. ку
	Ручей б/н	11+0,27	0,5	1,15	48,79
	Нефтегазопр	оовод УЗА №	V12 (P-155	. •	кого месторо:
	Ручей б/н	32+69,60	0,5	32+74,55	50,29
	Ручей б/н	37+80,40	0,2	37+81,78	49,10
	Выбор	створа	перехода	а обусл	овлен ген
	подходов к п	реграде, п	ри этом	избегал	ись места
	высокими обр	ывистыми	и берегам	ии, места	і образован
	Перехо	оды через	водные і	преграды	выполнен
	СП 284.1325	800.2016.	Строит	гельно-м	онтажные
	СП 45.13330.2	2017.			
	Прокла	адка нефт	тегазопр	оводов	через воді
	варианте, траі	ншейным (способо	М.	
	В соот	ветствии с	требова	аниями (СП 284.132
	переходы заг	проектиро	ваны с	заглубло	ением в д
	прогнозируем	юго размы	ва дна, і	но не мен	нее 1,0 м от
	В сос	тветствии	с тре	ебования	ми «Прав
,01	промышленно	ости», утв	ержденн	ых прив	казом ФСЭ
Взам. инв. №	нефтегазопро	вода т.вр.2	225-т.вр.	224 в ме	сте пересеч
3ам.	защитном фут	гляре.			
I	_				а аналоги
	пункте 8.5.2 д	анного то	ма (см. р	рисунок 5	5).
и дата	Укладн	ка трубопр	овода п	роизводи	ится с бров
Подп. и дата	траншей, пере	есекаемых	ручьев,	произво	дится одно
	и приурезной	частях.			
(JI.					
Инв. № подл.					
Инв.					
1	и и п	м П	π		

Подп.

Кол.уч

Таблица 15 -	Таблица 15 - Ведомость пересечения с водотоками											
Водный объект	Местополо жение точки пересе- чения, ПК	-	ристика преграды ширина, м	УВВ Р=1%, м БС	УВВ Р=10%, м БС	Минимальная отметка дна, м БС	Отметка размыва дна, м БС	Способ прокладки				
		Н	ефтегазоп	ровод т.вр. ку	уст №2-т.вр. Д	ĮНС-2						
р. Хыльмигъяха	10+95,92	1,0	4,2	47,36	47,19	44,65	44,09	подземно				
Ручей б/н	27+3,83	0,5	1,05	46,35	46,30	44,75	44,28	подземно				
р. Валекъяха	39+63,82	1,0	2,15	45,52	45,38	43,53	43,06	подземно				
		Не	фтегазопр	овод т.вр. ку	ст №3-т.вр. ку	уст №2						
Ручей б/н	11+0,27	0,5	1,15	48,79	48,74	47,10	64,62	подземно				
Нефтегазоп	Нефтегазопровод УЗА N12 (P-155) Губкинского месторождения - точка врезки нефтепровод куст N3-ДНС-2 Присклонового месторождения											
Ручей б/н	32+69,60	0,5	32+74,55	50,29	50,24	49,24	48,95	подземно				
Ручей б/н	37+80,40	0,2	37+81,78	49,10	49,07	48,54	48,35	подземно				

неральным направлением трассы, с учетом интенсивного разрушения берегов, участки с ния заторов льда.

ны в соответствии с требованиями ВСН 010-88, и земляные работы выполнить согласно

ные преграды предусмотрена в подземном

25800.2016 (п.10.2.6) и ВСН 010-88 подводные дно не менее 0,5 м от линии предельного т дна до верха трубы.

вил безопасности в нефтяной и газовой ЭТАН от 15.12.2020 г N534 п. 891 по трассе ечения с реками трубопровод запроектирован в

конструкции футляра приведённого в ична

вки траншеи. Разработка и засыпка береговых оковшовым экскаватором со сланей в русловой

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

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

Для антикоррозионной защиты зоны сварных стыков стальных труб с заводским наружным покрытием, а так же подземных отводов предусмотрено применение термоусаживающей манжеты «ТЕРМА-СТМП» по ТУ 2293-004-44271562-2007.

Манжета состоит из термоусаживающейся ленты определенной длины, ширины и толщины, замковой пластины (ленты-замка), эпоксидного праймера и аппликатора (заполнителя) для сварных швов. Ширина манжеты 450 мм.

Для защиты футляров в качестве наружной изоляции, а так же в качестве альтернативы материала для изоляции сварных стыков и подземных отводов, предусматривается пленочная антикоррозионная изоляция в соответствии с конструкцией № 15 по ГОСТ Р 51164-98.

Конструкция пленочного изоляционного покрытия:

- грунтовка "Праймер НК-50" 1 слой;
- лента полимерная «Полилен 40-ЛИ-63» − 1 слой;
- наружная обертка «Полилен-ОБ 40-ОБ-63» − 1 слой.

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

Для поддержания необходимого температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводной системы, надземные участки и вертикальные подземные участки трубопровода на УЗА, соединительные детали и арматура теплоизолируют согласно СП 61.13330.2012.

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

Состав теплоизоляции на УЗА и выходах трубопровода на поверхность по трассе – маты минераловатные прошивные МП-100-1000.500 по ГОСТ 21880-2011 толщиной 50 мм для труб DN150 и менее и толщиной 60 мм для труб более DN150.

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

Теплоизоляционный слой крепится бандажами из оцинкованной ленты.

В качестве покровного слоя теплоизоляции для трубопровода использовать сталь тонколистовую оцинкованную шириной от 0,71 до 1,80 м толщиной 0,5 мм, для арматуры полуфутляры съемные из оцинкованного листа толщиной 0,5 мм по ГОСТ 14918-2020.

Покровный слой крепится с помощью оцинкованных саморезов.

Подземные участки теплоизоляции необходимо покрыть лентой «Полилен 40-ЛИ-63» в один слой для гидроизоляции или другой липкой лентой.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-TKP1.TY

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 промысловых 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 промысловых трубопроводов Присклонового 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 промысловых 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:

$$Q_{akt} \leq Q_{nac}/\gamma_{a.},$$
 (20)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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

 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.

$$Q_{a\kappa\tau} = q_w + q_{u3\Gamma}, \qquad (21)$$

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

$$q_{\scriptscriptstyle W} = \frac{\pi D_{\rm H.H.}^2}{4} \rho_{\scriptscriptstyle W}, \qquad (22)$$

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.

$$Q_{\text{nac}} = q_{\text{TP}} + q_{\text{II}} + q_{\text{II}}, \qquad (23)$$

где $q_{Tp} = 0.95 q_{Tp}^{H}$ — расчётная нагрузка от массы трубы с гидроизоляцией. При расчете футляра учтена масса основной трубы, масса трубы футляра и масса элементов футляра (кольца опорнонаправляющие, манжеты и т.д.);

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

q₆ — 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

$D_{\scriptscriptstyle \mathrm{H.},}$ MM	Qpas/ k _{n.f.} , кг/м	Qact., 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
426х10 (защитный футляр с трубой 219х8)	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

$$q_{6}^{H} = \frac{1}{n_{6}} \left[k_{H,B,} \left(q_{B} + q_{HSF} \right) - q_{Tp} - q_{II} \right] \frac{\gamma_{6}}{\gamma_{6} - k_{H,B,} \cdot \gamma_{B}}, \tag{24}$$

Шаг расстановки пригрузов (м) определяется по формуле

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

где M_6 — масса пригруза на воздухе, кг.

Результаты расчёта шага балластировки приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Результаты расчета шага балластировки

Марка пригруза		KT-500
Диаметр трубы (наружный), мм	D	426 (с тр.219х8)
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	$n_{ m m}$	0,95
Плотность воды, кгс/м ³	$\gamma_{\scriptscriptstyle \mathrm{B}}$	1005
Коэффициент надежности против всплытия	$k_{\scriptscriptstyle \mathrm{HB}}$	1,05
Плотность материала пригруза, кг/м ³	γ 6	1440
Вес пригруза в воздухе, кг	M_{6}	1800
Коэффициент надежности по весу пригрузов	<i>п</i> бал	0,9
Вес трубы с изоляцией на воздухе, кгс/м	$q_{\scriptscriptstyle \mathrm{Tp}}$	99,9
Выталкивающая сила воды, кгс/м	$q_{\scriptscriptstyle m B}$	144,9
Величина нормативной интенсивности балластировки (вес на воздухе), кгс/м	$q^{\scriptscriptstyle ext{ iny H}}$ бал	47,7
Шаг балластировки расчетный, м	L	37,7
Шаг балластировки принятый, м	L	37,7*
T	1	

Примечание - * Ввиду того, что на проектном 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

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

инв.

Взам.

Подп. и

нв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

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.

инв. №

Взам.

Подп. и дата

101-21-TKP1.TY

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.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	
						I

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

Формат А4

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 Рисп.=1,1·Рраб.= 4,4 МПа при Рраб.=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.

инв. №

Взам.

Подп. и дата

101-21-ТКР1.ТЧ

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.

Этапы испытания

Таблица 19 - Величины испытательного давления на прочность

Категории

ı	трубопроводов	участков	на прочность	давление
ı	Переходы через несудоходные водные		I этап – после укладки или	Пневматический
ı	преграды шириной зеркала воды в		крепления на опорах	Рисп.=1,5·Рраб.= 6 МПа
	межень до 25 м в русловой части. Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ горизонта высоких вод 10 % обеспеченности	I, II	II этап – одновременно с испытанием трубопровода	Пневматический Рисп.=1,1·Рраб. = 4,4 МПа
ı	Пересечения с подземными		I этап – до укладки трубопровода	Гидравлический
ı	коммуникациями, в пределах 20 м по	I, II	или крепления на опорах	Рисп.=1,5·Рраб.= 6 МПа
ı	обе стороны пересекаемой	1, 11	II этап – одновременно с	Пневматический
ı	коммуникации		испытанием трубопровода	Рисп.=1,1·Рраб. = 4,4 МПа
	Переходы трубопроводов через автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям V, IV		I этап – после укладки трубопровода	Гидравлический Рисп.=1,5∙Рраб.= 6 МПа
	категории, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	I, II	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 II этап – одновременно с	Гидравлический Рисп.=1,25·Рраб.= 5 МПа Пневматический
ı			испытанием трубопровода	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	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Наименование участков

101-21-ТКР1.ТЧ

Способ испытания и

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

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												
		Пневматический		Гидра	влический								
Диаметр	Радиус опасной	Радиус опасной	Радиус опасной	Радиус опасной	Радиус опасной								
трубоп-	зоны при очистке	зоны при очистке	зоны при	зоны в обе	зоны в направлении								
ровода,	полости в обе	полости в	испытании в обе	стороны от оси	отрыва заглушки от								
MM	стороны от	направлении вылета	стороны от	трубопровода, м	торца трубопровода,								
	трубопровода, м	ерша или поршня, м	трубопровода, м		M								
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

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 строительно-монтажных работ осуществляется в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

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

При входном контроле проверяется соответствие поступающих материалов стандартам.

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

При операционном контроле проверяется:

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

Приемочному контролю подвергаются по 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.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-TKP1.TY

Способы производства земляных работ проверяются в соответствии со СП 45.13330.2017. Операционный контроль качества производства земляных работ осуществляется непосредственно исполнителями, бригадирами, мастерами, прорабами или специальными контролерами. По мере выполнения отдельных видов (этапов) земляных работ составляются документы на их приемку. Приемка законченных земляных сооружений осуществляется государственными комиссиями при сдаче в эксплуатацию всех трубопроводов. При сдаче законченных объектов строительная организация (генеральный подрядчик) обязана представить заказчику свою техническую документацию, перечень которой оговаривается действующими правилами.

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

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

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия застройщика.

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

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

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

Контроль качества сварных соединений трубопровода

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

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных материалов, труб, запорной арматуры;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;

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

инв. №

Взам.

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-TKP1.TY

Лист

56

- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля;
- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.

По окончанию строительно-монтажных работ трубопроводов необходимо выполнить контроль качества монтажных сварных соединений в объеме:

- для участков I категории 100% визуально измерительный контроль, 100% радиографический и 100% ультразвуковой метод;
 - для участков II категории 100% радиографический метод.

Выполнить двойной контроль сварных соединений неразрушающими методами (100% ультразвуковой и 100% радиографический) в местах сварных соединений захлестов, ввариваемых вставок и в швах приварки арматуры согласно п.5.24 табл. 4 ВСН 012-88.

После каждого ремонта дефектов монтажных сварных соединений, в том числе и гарантийных стыков, следует повторять контроль в объеме приведенном в п.8.11.

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопровода должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82.

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

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

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

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

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

Для обеспечения высокого начального качества изоляционных покрытий трубопроводов и узлов должны быть обеспечены требования к контролю всех технологических операций

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

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. №			№ док.	Подп.	Дата		
ri l			Ш			101-21-ТКР1.ТЧ	58
№ по							Лист
подл.	1						
Подп. и дата							
Взам.	_						

	(Сниже	ение з	энергоза	атрат і	на пере	кач	ку об	еспечі	ивает	гся соз	данием	ОПТ	имальнь	ых реж	имо
	ижен	п ки	ерекач		го пр	одукта								циаметра		
									11	01-2	1-ТКІ	P1.TU				
3М.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				1/	<i>y</i> <u>1</u>	1 11/1	1.1				

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

	гру про	узопс оцесс)дъем се стј	роител	траі іьств	нспорт , реко	гных нстру	укции л	в и м инейн	еханиз ого об	змов, ъекта	исп(числе емых в ительства,
пр								роительст		ьзусмы.	х в пре	рцессе	строи	пельства,
Изм	IC-	TT.	№ лок	Поли	Лата			10)1-21-	ГКР1.	гч			Лис 60

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

Обслуживание проектируемых объектов на Присклоновом месторождении осуществляется персоналом цехов добычи нефти и газа ЦДНГ.

Оперативное управление производством на месторождении осуществляет цех по добыче нефти и газа, куда поступает вся информация о ходе технологических процессов на нефтепромысловых объектах. Непосредственное руководство участком добычи нефти и газа осуществляют начальник цеха, заместители начальника цеха. Организация работы по созданию безопасных и здоровых условий труда возложена на ведущего инженера по охране труда.

Непосредственное руководство бригадой осуществляет мастер по добыче нефти, газа и конденсата. Мастер обеспечивает выполнение производственных заданий, целесообразную расстановку работников и проверку выполнения ими своих обязанностей, высокий уровень производственной дисциплины, внедрение в производство технически обоснованных норм затрат труда и материальных средств.

В задачу бригады входит выполнение установленных производственных заданий, соблюдение утвержденных технологических режимов работы трубопроводов и других производственных объектов, сохранность оборудования, сооружений и коммуникаций, а также инструмента и инвентаря. Кроме этого бригада несет ответственность за состояние трудовой и технологической дисциплины, допущенные аварии и осложнения по вине бригады.

Постоянное присутствие персонала на проектируемом объекте не требуется.

11.1 Сведения о расчетной численности персонала и профессионально-квалификационном составе работников с учетом применяемого оборудования

Потребная численность рабочих промышленно-производственного персонала, необходимая для обслуживания нефтепромыслового объекта на месторождении с учетом оснащения объектов автоматизированной системой, определена по «Типовым нормам численности рабочих и нормам обслуживания оборудования нефтегазодобывающих управлений».

Таблица 21 - Численность рабочих, обслуживающих проектируемые объекты

Наименование	Профессия	Численность	Примечание
Обслуживание и ремонт нефтегазопроводных трубопроводов	Трубопроводчик линейный	0,144	Штатная численность цеха добычи нефти и газа.
Итого		1 (0,144)	

	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

Инв. № подл.

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
19238 Трубопроводчик линейный, 3-й разряд	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 землянах 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.

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.

|--|--|--|--|--|--|--|

инв. №

Взам.

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-TKP1.TY

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.

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.							101-21-ТКР1.ТЧ	Лист
И	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		63 Формат А4

	ПО	пр	едоті		нию		ически шения								
	A	втом	атизи	рованн	ые си	стем упр	авления	технол	погичес	скими	проц	ессами,	автом	атическ	сих
сис	стем	по пр	едотн	зращени	ию на	рушения	я устойч	ивости	и каче	ества ј	работ	ъ лине	йного	объекта	ав
даі	НОМ	разде	ле не	разраба	тывал	ись.									
	-				<u> </u>									Ī	IT
								1.0	1_21_7	DIAD1	THE			-	Лис

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Лист

Подп.

Дата

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.

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист 65
								Формат А4

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 ІІ 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.

Взам. инв. №								
Подп. и дата								
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист 66
	-	-	•				Ф	ормат А4

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

ата Взам. инв. №								
т. Подп. и дата								
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ	Лист 67
								Формат А4

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».
- 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».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

инв. №

Взам.

Подп. и дата

нв. № подл.

101-21-ТКР1.ТЧ

- 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 промысловые 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».

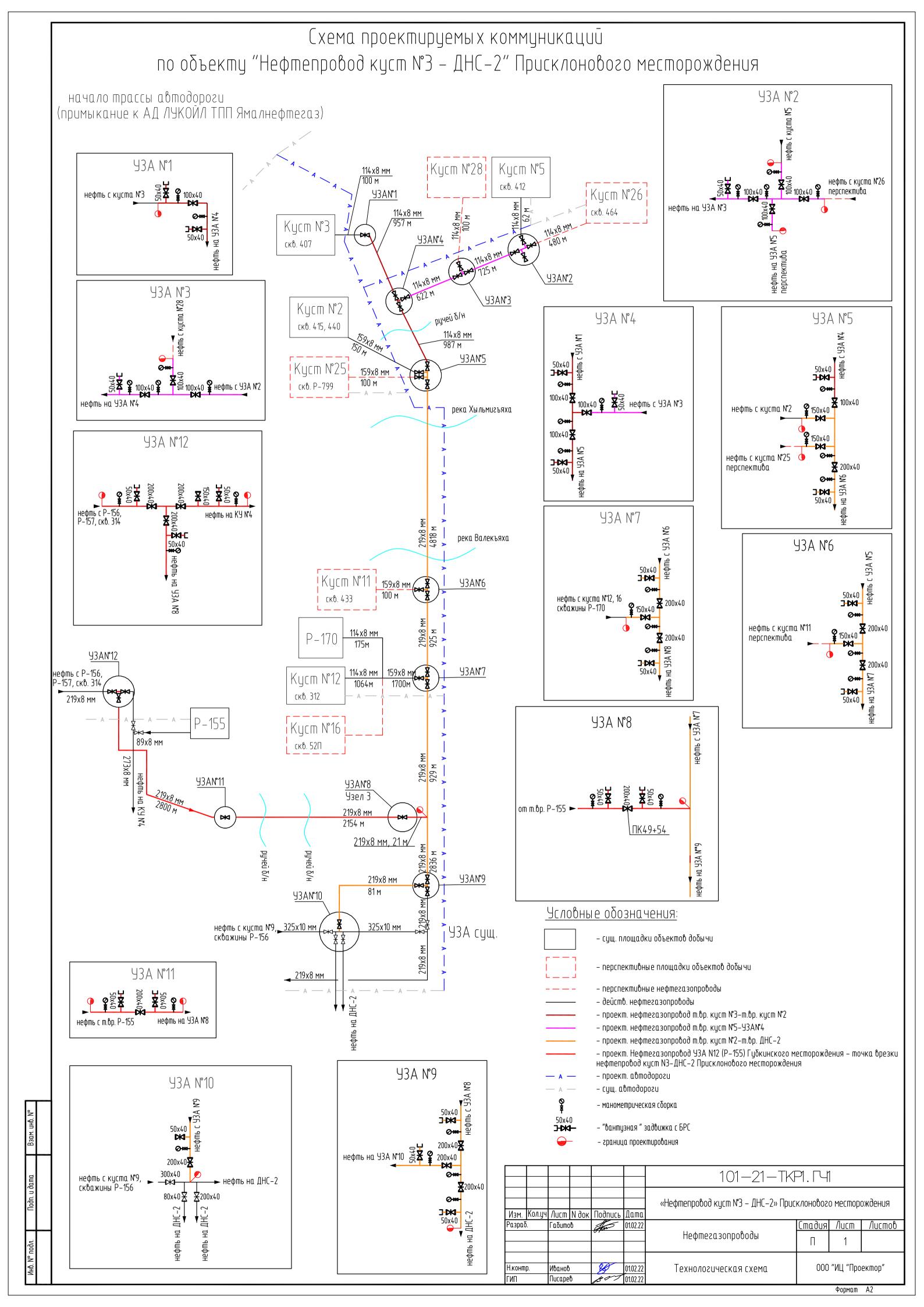
Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	101-21-ТКР1.ТЧ 69

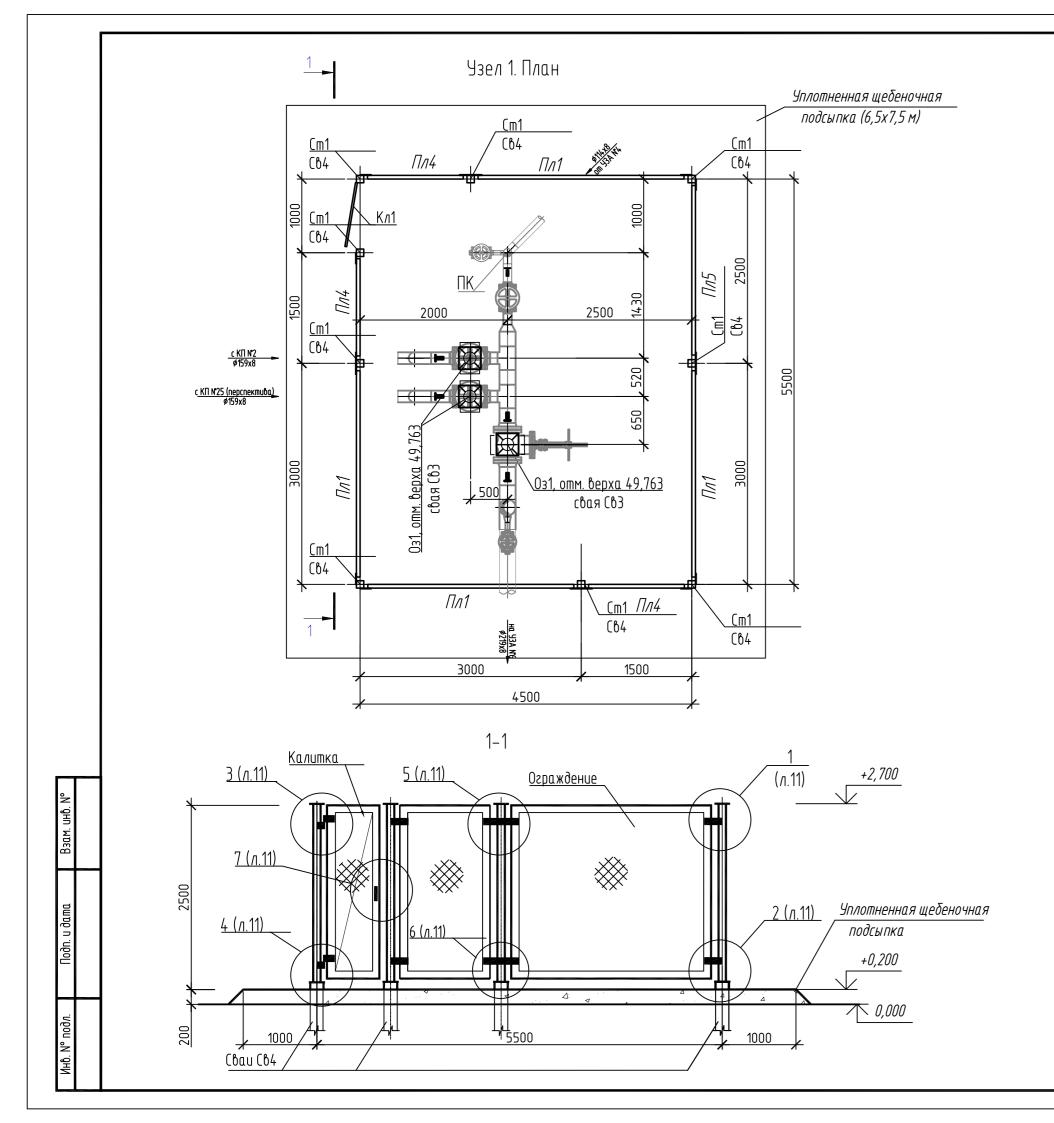
			Таб	блица регистрации изменений					
Изм.	изме- ненных	омера лист заме- ненных	ов (страні новых	иц) аннули- рован- ных	Всего листов (стра- ниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.





Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
л.8	Панель Пл1 (3000)	4		
л.8	Панель Пл4 (1500)	3		
л.8	Панель Пл5 (2500)	1		
л.9	Опора Оз1	3		
л.9	Καлитка Κл1	1		
л.10	<i>Cmoūκα Cm1</i>	9		
л.10	Изделие Им1	16		
л.10	Изделие Им2	1		
л.10	Изделие ИмЗ	2		
л.10	Изделие Им4	2		
л.10	Изделие Им5	2		
л.10	Изделие Им6	8		
	л.8 л.8 л.9 л.9 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10	л.8 Панель Пл1 (3000) л.8 Панель Пл4 (1500) л.9 Опора Оз1 л.9 Калитка Кл1 л.10 Стойка Ст1 л.10 Изделие Им2 л.10 Изделие Им3 л.10 Изделие Им4 л.10 Изделие Им5	л.8 Панель Пл1 (3000) 4 л.8 Панель Пл4 (1500) 3 л.9 Опора Оз1 3 л.9 Калитка Кл1 1 л.10 Стойка Ст1 9 л.10 Изделие Им1 16 л.10 Изделие Им2 1 л.10 Изделие Им3 2 л.10 Изделие Им4 2 л.10 Изделие Им4 2 л.10 Изделие Им5 2	Иоозначение Наименование Кол. ed., кг л.8 Панель Пл1 (3000) 4 л.8 Панель Пл4 (1500) 3 л.9 Опора 031 3 л.9 Калитка Кл1 1 л.10 Стойка Ст1 9 л.10 Изделие Им1 16 л.10 Изделие Им2 1 л.10 Изделие Им3 2 л.10 Изделие Им4 2 л.10 Изделие Им5 2

Ταδλυμα ςβαῦ

1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка

3. Ограждение узла – стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на

установленным на сваи из стальной трубы Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь

4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ

9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций

7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом

8. Выполнить отсыпку б=200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением

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

от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.

окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ

2311-016-13238275-00 за два раза.

9. Площадь застройки – 24,75 м².

(площадь отсыпки – 48,75 м²).

земли, соответствиющая абсолютной отметке 49,80.

09Γ2C no Γ0CT 8731-74.

2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.

металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по

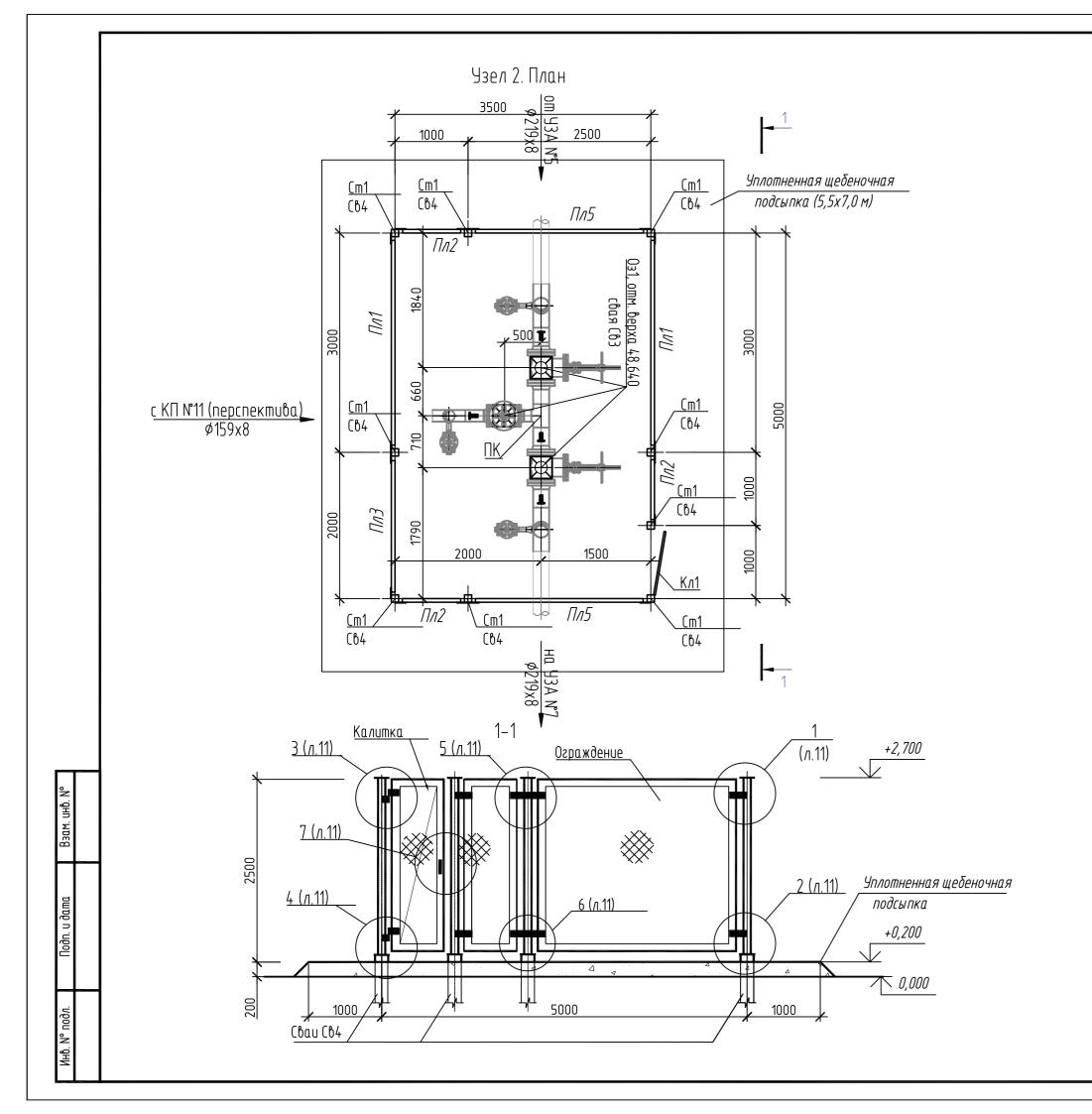
металлическим стойкам из замкнутого профиля 100х100х5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015,

9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017

(Актуализированная редакция СНиП II-23-81*)п.14.1.7 табл. 38.

						1		
NN	условное	марка	отметка головы, м		нагрузка	проектный	кол-во	
n/n	обознач.	cbaū	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт	
	+	СвЗ(л.7)	-	49,753	0,55	Забить до проектной отм.	3	
	+	Св4(л.7)	-	49,420	0,35	Забить до проектной отм.	9	

						101-21-TKP1. F42				
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения				
Разраб.		Γαδυποδ		Francisco	09.03.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	Стадия П	/lucm 1	Листов	
Н.контр. ГИП		Иванс Писар		3	09.03.23 09.03.23	232	000	"ИЦ "Про	ектор"	



Поз.	Обозна чение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
ПлЗ	л.8	Панель ПлЗ (2000)	1		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
031	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		
ИмЗ	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Имб	8		

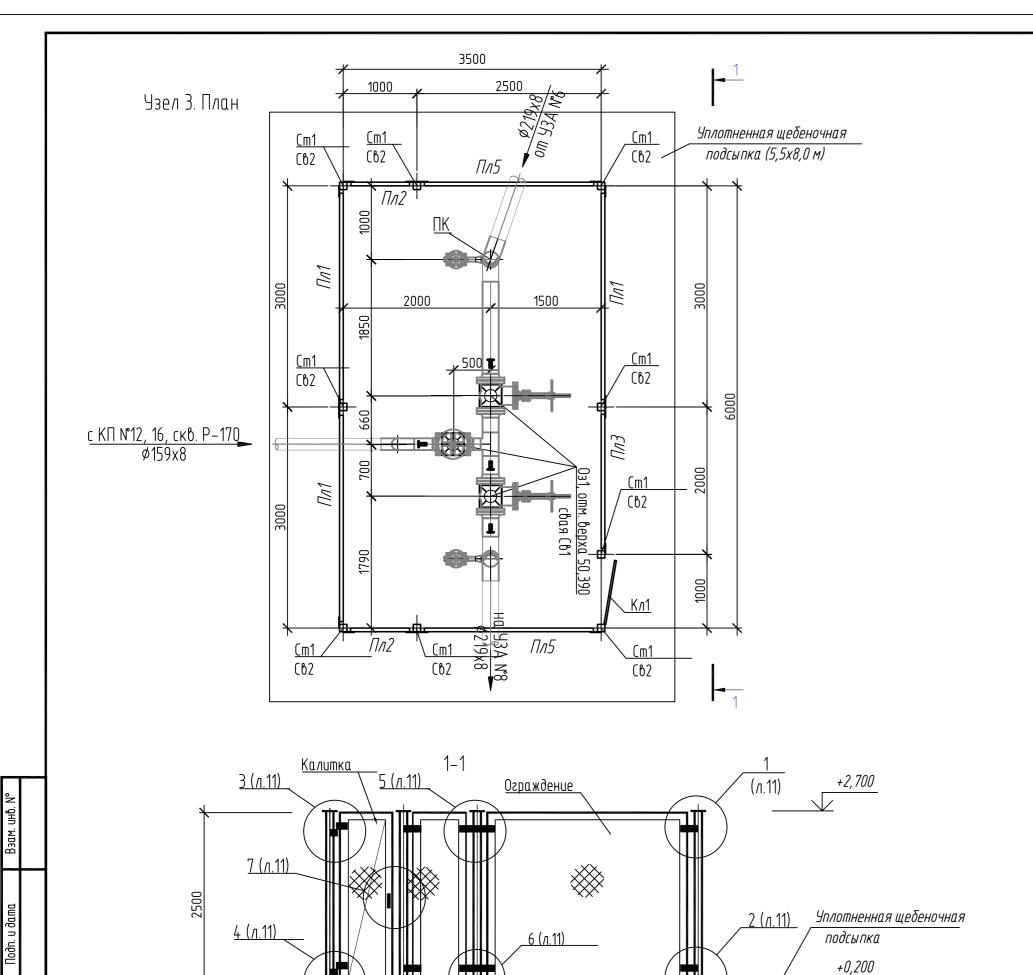
1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 48,05.

- 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 \$\psi\$114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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 δ =200 мм из щебнем фр. 20-40 мм с уплотнением (площадь отсыпки 38,50 м²).
- 9. Площадь застройки 17,5 м².

Ταδλυμα ςθαῦ

NN	исловное	марка	отметка	головы, м	нагрузка	проектный	кол-во	
n/n	обознач.	cbaū	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	ШП	
	+	Св3(л.7)	-	48,630	0,55	Забить до проектной отм.	3	
	-	Св4(л.7)	-	48,350	0,35	Забить до проектной отм.	9	

						101-21-01-Th	(P1.T42)	
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Прис	клоновог	о местор	кинебжо
Разраб. Пров.		Γαδυποβ		Spin	09.03.23 09.03.23		Стадия	/lucm 2	Листов
Н.контр.		Иванов		B	09.03.23		000 "ИЦ "Проектор"		ектор"
ГИП		Писар	ıeβ	1301	09.03.23				



Cbau Cb2

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	3		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	2		
ПлЗ	л.8	Панель ПлЗ (2000)	1		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
031	л.9	Опора Оз1	3		
Кл1	л.9	Καлитκα Κл1	1		
Ст1	л.10	<i>Cmoūκα Cm1</i>	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
ИмЗ	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Имб	8		

Ταδηυμα ςδαῦ

NN	условное	марка	отметка головы, м		нагрузка	проектный	кол-во	
n/n	обознач.	cbaū	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт	
	+	Св1(л.7)	-	50,380	0,55	Забить до проектной отм.	3	
	+	Св2(л.7)	-	50,100	0,35	Забить до проектной отм.	9	

						101-21-TKP1. 「42			
14	V о л ии	0	N.S		П	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождени			
азраб		/Ιυςπ Γαδυπ		CANAL TO THE STATE OF THE STATE	09.03.23		Стадия	/lucm	Листов
Іров.					09.03.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	Π	3	
1.конт	p .	Иванс	анов 99.03.23 Узел З		000	"ИЦ "Про	ектор"		
ПΠ		Писар	ев	BOT	09.03.23				

9. Площадь застройки – <mark>21,0</mark> м².

0,000

1000

1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствиющая 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 100х100х5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Γ2C no Γ0CT 8731-74.

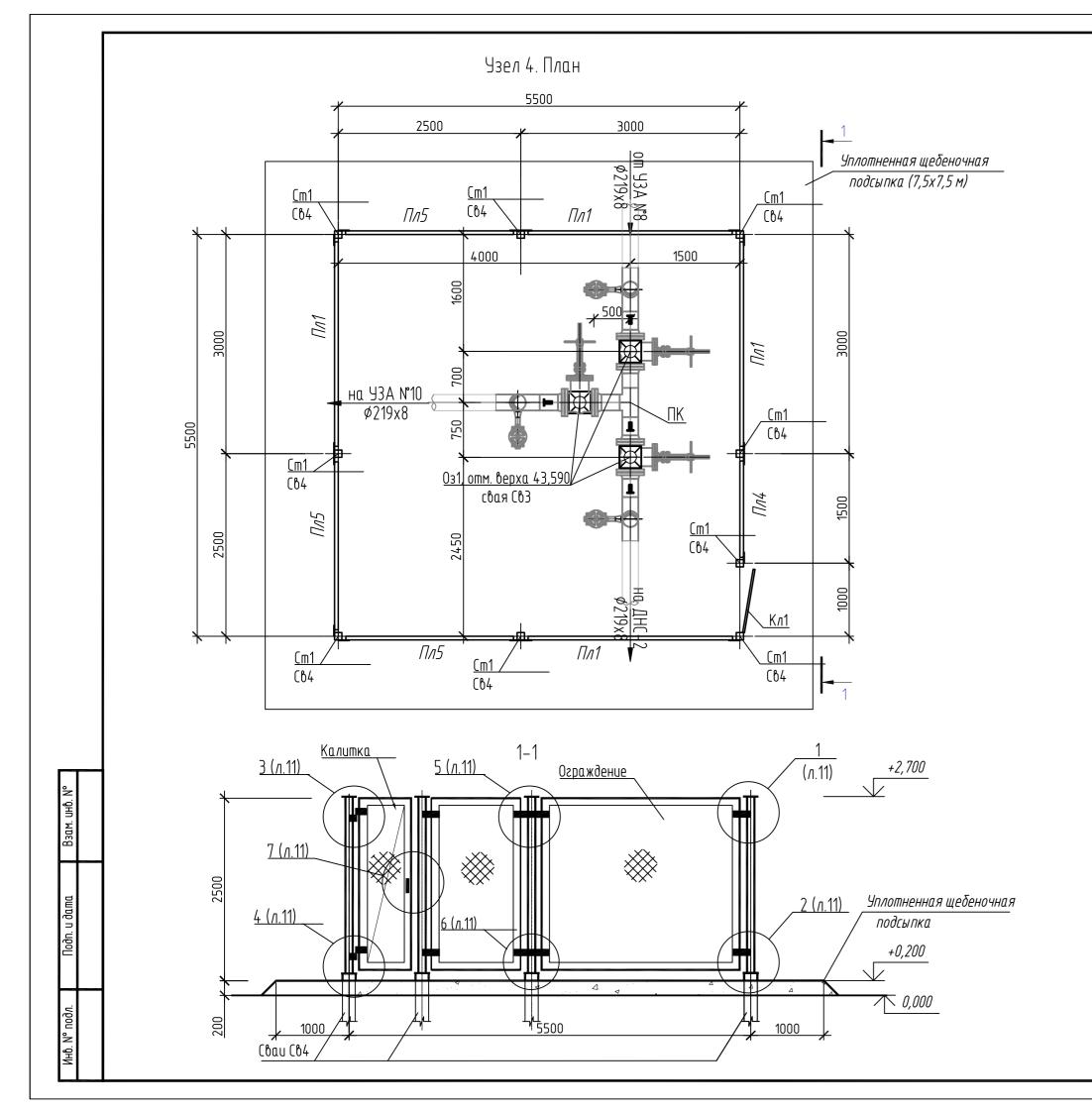
4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*)п.14.1.7 табл. 38.

5. Надземные металлические конструкции окрасить двумя слоями эмали ПФ-115 ГОСТ 6465-76* no 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 б=200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площадь отсыпки -44.00 m^2).



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	4		
Пл4	л.8	Панель Пл4 (1500)	1		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	3		
031	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		

Ταδλυμα ςθαῦ

1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка

3. Ограждение узла – стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на

установленным на сваи из стальной трубы Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь

4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ

9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций

7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом

8. Выполнить отсыпку б=200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением

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

от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.

окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ

2311-016-13238275-00 за два раза.

9. Площадь застройки – 30,25 м².

(площадь отсыпки – $56,25 \text{ m}^2$).

металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по

металлическим стойкам из замкнутого профиля 100х100х5 по

9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017

(Актуализированная редакция СНиП II-23-81*)п.14.1.7 табл. 38.

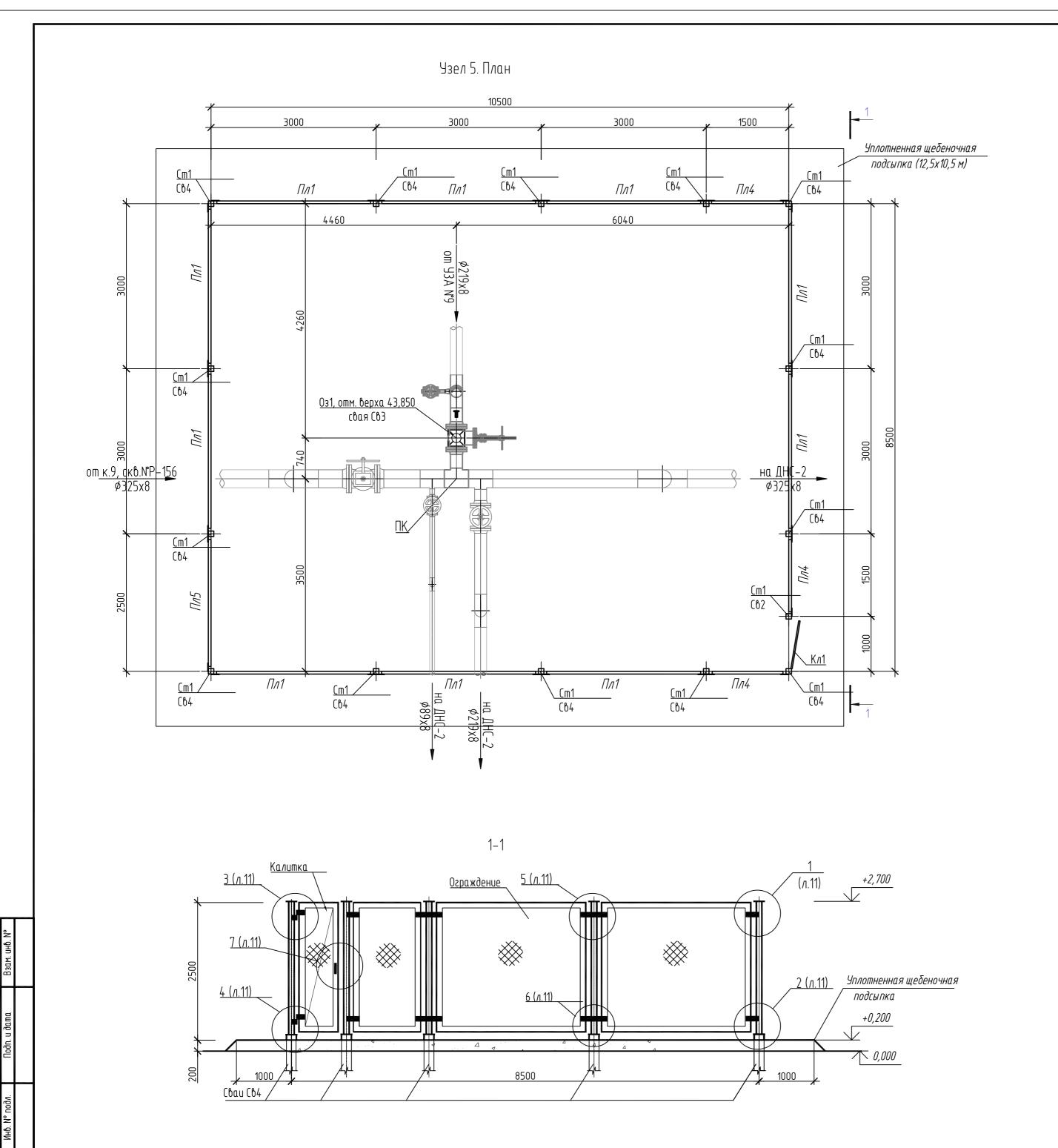
ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015,

09Γ2C no Γ0CT 8731-74.

земли, соответствующая абсолютной отметке 43,00.
2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.

NN	условное	марка	отметка головы, м		нагрузка	проектныū	кол-во
n/n	обознач.	cbaū	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт
	Φ	Св3(л.7)	-	43,580	0,55	Забить до проектной отм.	3
	+	Св4(л.7)	-	43,300	0,35	Забить до проектной отм.	9

						101-21-TKP1. F42						
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения						
Разраб. Тров.		Γαδυποδ		Ston	09.03.23 09.03.23		Стадия П	/lucm 4	Листов			
		Иванс Писар			09.03.23 09.03.23	202	000	"ИЦ "Про	ектор"			



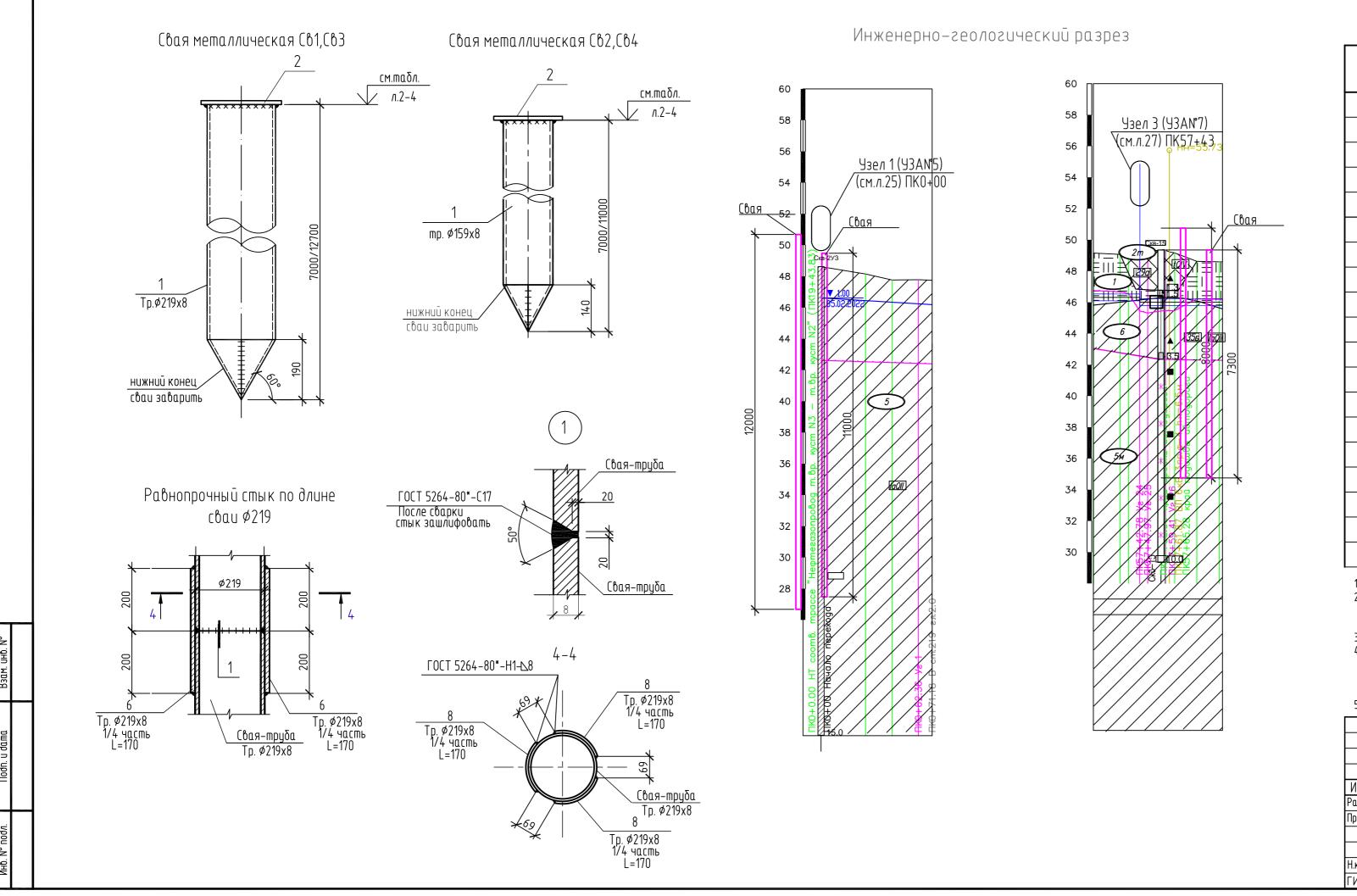
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	10		
Пл4	л.8	Панель Пл4 (1500)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	1		
031	л.9	Опора Оз1	1		
Кл1	л.9	Καлитκα Κл1	1		
Cm1	л. 10	Стойка Ст1	15		
Им1	л. 10	Изделие Им1	16		
Им2	л. 10	Изделие Им2	1		
ИмЗ	л. 10	Изделие Им3	2		
Им4	л. 10	Изделие Им4	2		
Им5	л. 10	Изделие Им5	2		
Им6	л. 10	Изделие Им6	20		

Ταδλυμα ςθαῦ

NN	условное	марка	отметка	головы, м	нагрузка	проектный	кол-во
n/n	обознач.	cbaū	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт
	 	Св3 (л.7)	ı	43,840	0,55	Забить до проектной отм.	1
	 	Св4 (л.7)	1	43,360	0,35	Забить до проектной отм.	15

- 1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 43,06.
- 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 C255—4 по ГОСТ 27772—2015, установленным на сваи из стальной трубы \$\phi\$114x8 по ГОСТ 8732—78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731—74.
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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 б=200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площадь отсыпки <mark>131,25</mark> м²).
- 9. Площадь застройки <mark>89,25</mark> м².

	1					101 01 7 7								
						101—21—TKP1. ГЧ2								
						«Нефтепровод куст №3 – ДНС–2» Присклонового месторождения								
Изм.	Кол.уч	/lucm	И док	Подпись	Дата	1 1 3								
Разраб.		Γαδυποβ		Francis	09.03.23		Стадия	/lucm	Листов					
Пров.				<i>B7</i> -	09.03.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	П	5						
							11	J						
Н.конг	np.	Иванс	მ	33	09.03.23	Узел 5	000	"ИЦ "Про	ектор"					
ГИП Писарев		ев	1301	09.03.23										

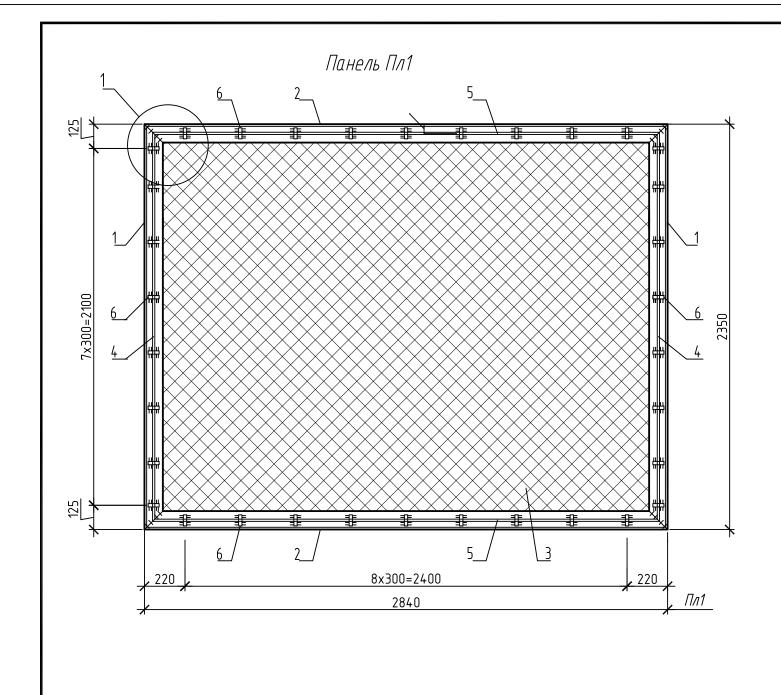


Спецификация элементов сборной конструкции

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Приме- чание
		<u>Свая металлическая Св1</u>			
1		<u>Tp.Ø219x8 </u>	1	291,4	
2		л10x220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 ЛИСТ СЗ45-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,26		M ³
		Свая Св2			
1		Tp.Ø159x8	1	208,6	
2		/ucm <u>C345-5 ГОСТ 27772-2021</u>	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,07		M ³
		Свая СвЗ			
1		<u>Tp. Ø219x8 </u>	1	528,7	
		<u>Tp. Ø 219x8 </u>	1	16,7	
2		/lucm _C 345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,48		M ³
		Свая Св4			
1		Tp.Ø159x8	1	327,7	
2		/\dv220x220-Б-ПВ-0	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,22		M ³

- 1. Несущая способность сваи Св1 узла 1 принята по расчету и составляет 8,0 т
- 2. Несущая способность сваи СвЗ узла 2 и 3 принята по статическому зондированию Инженерно-геологических изысканий по объекту: «Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения», выполненных 000 «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность сваи диаметром 168 мм длиной 10,5 м с учетом сил морозного пучения составляет 7,4 т. 3. Нижний конец сваи-трубы раскроить на конус и кромки заварить. 4. После завивки свай, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 1:8. Для смеси использовать
- портландтцемент
- марки 400 по ГОСТ 10178–85 (в целях предохранения свай от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения
- 5. Пластину сверху приварить после заполнения сваи цементно-песчаной смесью.

						101-21-TKP1. F42						
Изм.	Кол.цч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС–2» Присклонового месторождения						
разраб. Пров.		Γαδυποθ		Ston	09.03.23	Нефтегазопровод т.вр. куст№2-т.вр. ДНС-2	Стадия	<u>Лист</u> 6	Листов			
Н.контр.		Иванс Писар			09.03.23 09.03.23	Cδαυ Cδ1–Cδ4	000	"ИЦ "Про	ектор"			



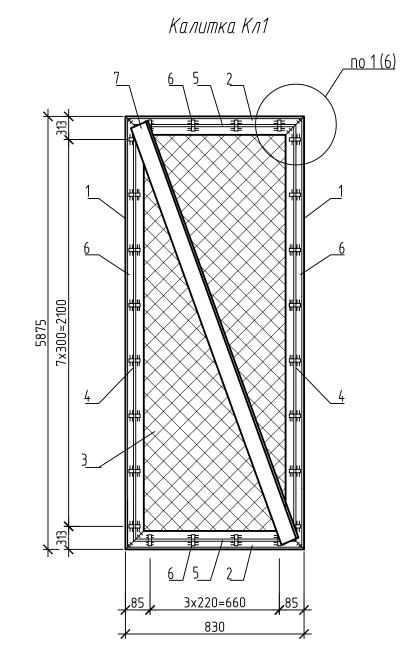
Спецификация	стали на	один элемент	

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

- 1. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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.
- 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. Панели Пл2, Пл3, Пл4, Пл5 выполнить аналогично Пл1 по размерам, указанным на схеме ограждения, см. л. 2–6.

	Разрез 1–1
<u>6</u>	2 6
6	Отогнуть при установке сетки
	3
6 4	

							101-21-TKP1. F42					
Из	м. Ко)Л.ЦЧ	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Рαз	Разраб. Габито		าดช	For	09.03.23		Стадия	/lucm	Листов			
Про	ზ.		674		09.03.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2		7				
								1				
Н.кс	Н.контр. Иванов		ზ	3	09.03.23	Панель ограждения Пл1	000 "ИЦ "Проектор"					
ГИГ	ГИП Писарев		1300	09.03.23								



Опора 0з1 Pmax=0,55 m 150 δ=10 см. схему, л.2-6 Верх. сваи <u>гост19903-2015</u> 1-1 δ=8 ГОСТ19903-2015 δ=10 ГОСТ19903-2015 ГОСТ19903-2015 +0,200 Свая 0,000 Отм. земли 300 Отсыпка площадки узла щебнем фракцией 20-40мм δ=200mm

Поз.

Обозначение Наименование Кол. Масса ед., кг

Спецификация к схеме расположения элементов

Спецификация стали на один элемент

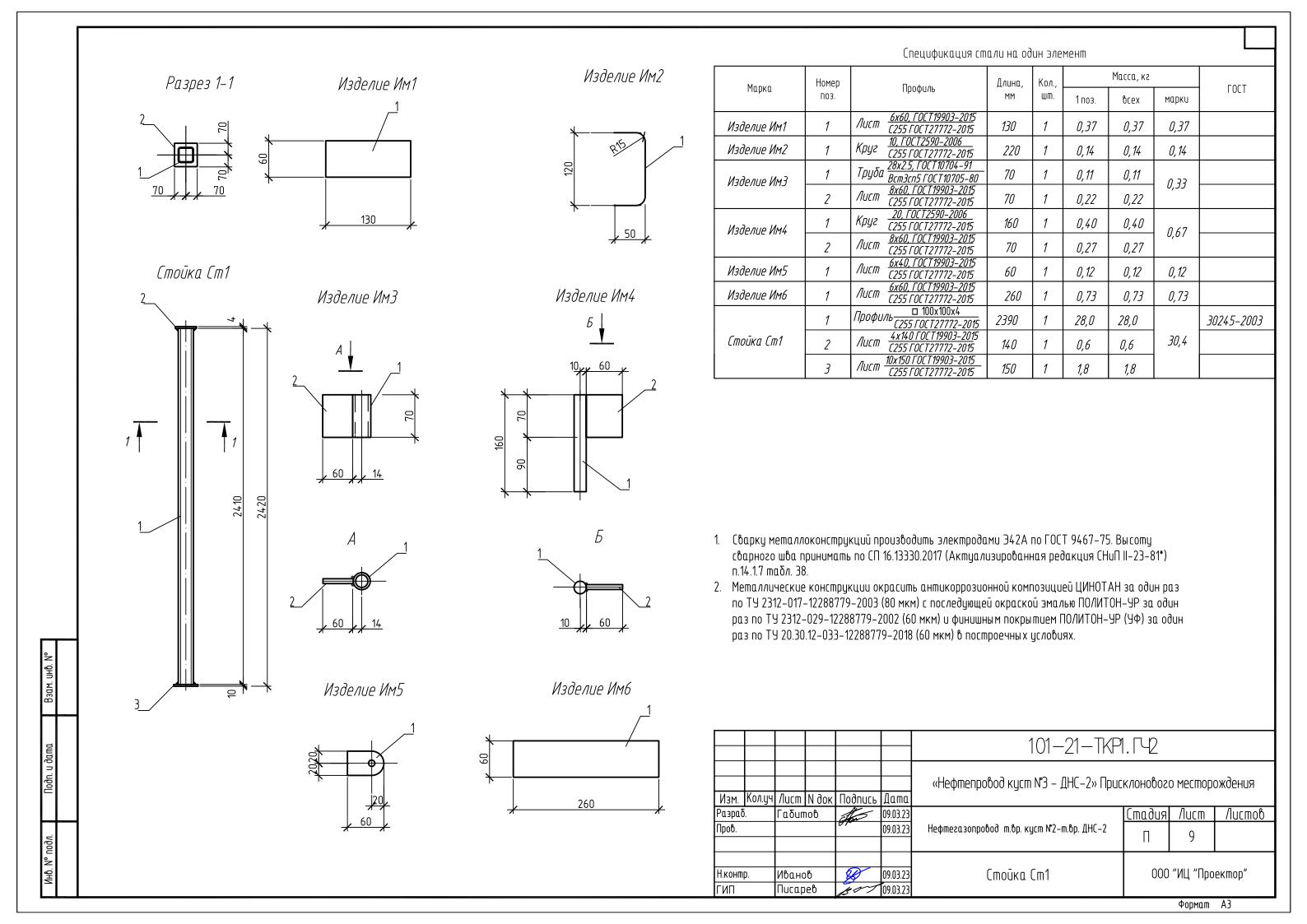
	. I									
4	5	Manua	Номер	Посфия	Длина,	Кол.,		Масса, кг		FOCT
Rock IIIP No		Марка	ПОЗ.	Профиль	MM	шт.	1 поз.	всех	марки	ГОСТ
F	╁		1	Уголок <u>50x50x5 ГОСТ8509-93</u> С255 ГОСТ27772-2015	2350	2	8,9	17,8		
 	₫		2	Уголок <u>50x50x5Г0СТ 8509-93</u> С255 ГОСТ27772-2015	830	2	3,1	6,2		
المهمال المامال	3	Кл1	3	Сетка 2-50-3,0-0	810x2330	1	4,6	4,6		5336-80
٦	2		4	Круг <u>6 ГОСТ 2590-2006</u> С255 ГОСТ 27772-2015	2300	2	0,5	1,0	39,3	
L			5	Круг <u>6 ГОСТ 2590-2006</u> С255 ГОСТ 27772-2015	780	2	0,2	0,4		
5			6	Круг <u>6 ГОСТ 2590-2006</u> С255 ГОСТ 27772-2015	50	24	0,011	0,3		
Muß N° noda	=		7	Уголок <u>50x50x5 ГОСТ8509-93</u> С255 ГОСТ27772-2015	2400	1	9,0	9,0		
3										

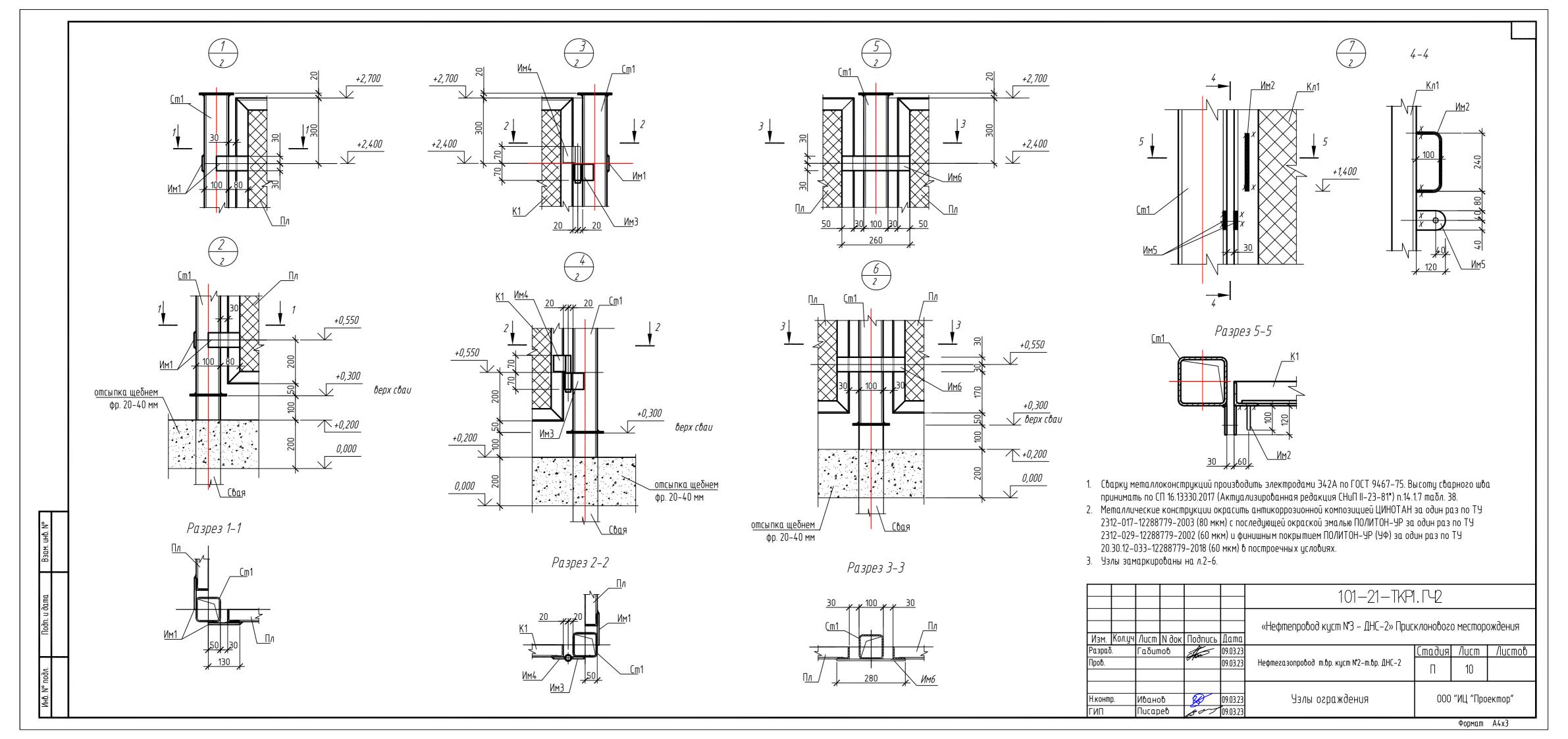
- 1. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A по ГОСТ 9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.
- 2. Металлические конструкции окрасить антикоррозионной композицией ЦИНОТАН за один раз по ТУ 2312-017-12288779-2003 (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.

						101-21-TKP1. F42					
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Разраб. Пров.		Γαδυπ		Son	09.03.23 09.03.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №2-т.вр. ДНС-2	Стадия Лист Листов П 8				
Н.контр ГИП).	Иванс Писар			09.03.23 09.03.23	Калитка Кл1	000 "ИЦ "Проектор"		ектор"		

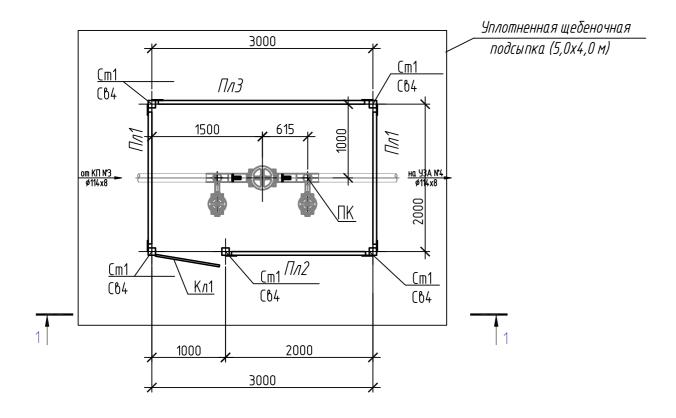
Формат АЗ

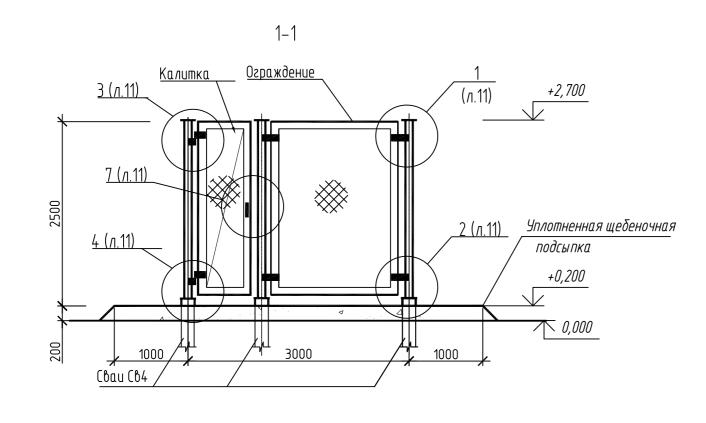
Іримечание





Узел 1. План





- 1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 52,20.
- 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 Ø114x8 по ГОСТ 8732—78 сталь О9Г2С по ГОСТ 8731—74.
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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 δ =200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площадь отсыпки 20,0 м²).
- 9. Площадь застройки -6.0 m^2 .

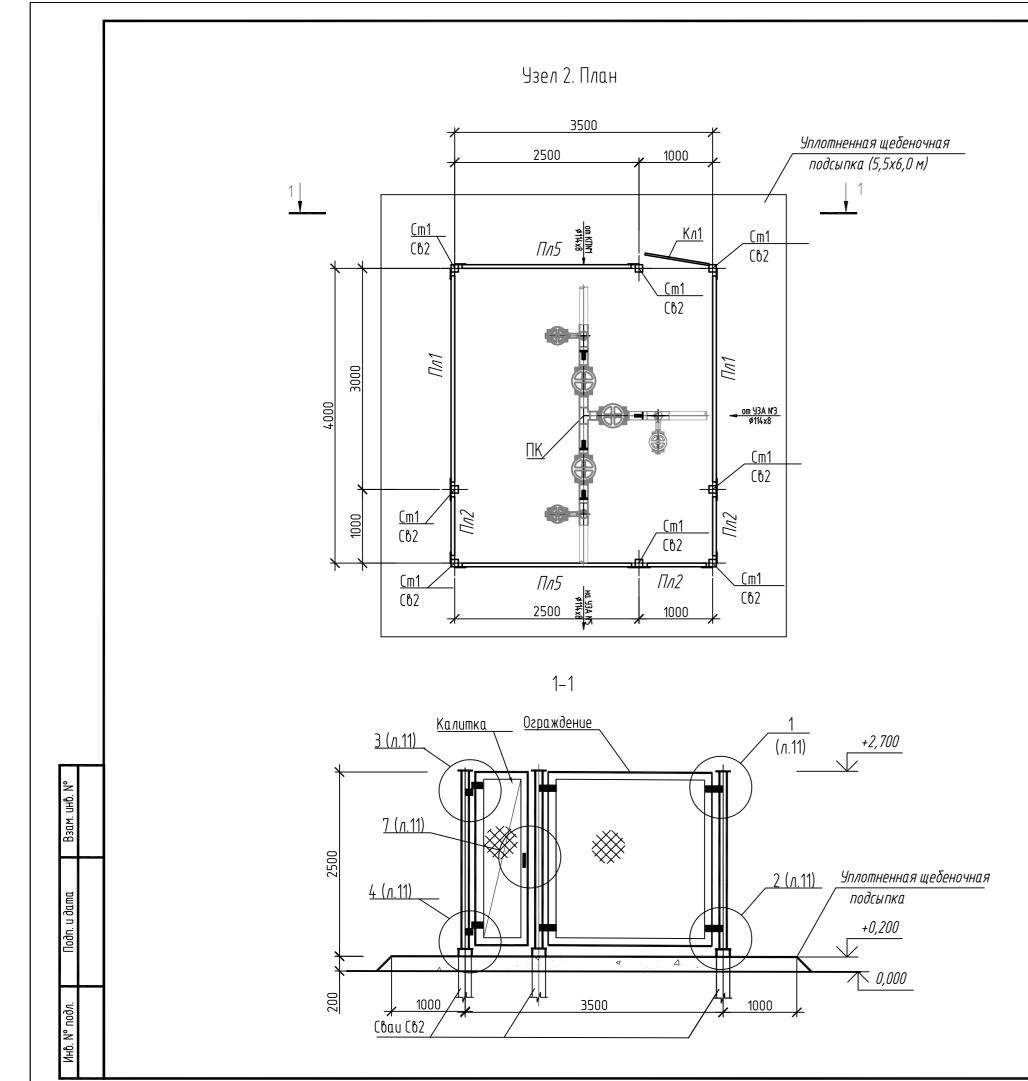
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	1		
ПлЗ	л.8	Панель ПлЗ (2000)	1		
Кл1	л.9	Καлитκα Κл1	1		
Ст1	л.10	<i>Cποῦκα Cm1</i>	5		
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		

Ταδλυμα ςθαῦ

NN n/n	условное	марка	отметка	головы, м	нагрузка	проектныū	кол-во
	обознач.	свай	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт
	\	Св4(л.15)	-	52,50	0,35	Забить до проектной отм.	5

						101—21—TKP1. ГЧЗ					
						«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Изм.	Кол.уч	/lucm	И док	Подипсе	Дата						
Разраб	j.	Γαδυπ	ιοβ	Francis	09.03.23		Стадия Лист				
Пров.				974	25.01.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2		1			
							''	ı			
Н.контр.		Иванов		W	09.03.23	Узел 1	000 "ИЦ "Проектор"				
ГИП		Писар	ев	1301	09.03.23						



Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
п.9	Калитка Кл1	1		
л.10	Стойка Ст1	9		
л.10	Изделие Им1	16		
л.10	Изделие Им2	1		
л.10	Изделие Им3	2		
л.10	Изделие Им4	2		
л.10	Изделие Им5	2		
л.10	Изделие Им6	6		
	л.8 л.8 л.9 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10	л.8 Панель Пл1 (3000) л.8 Панель Пл2 (1000) л.9 Калитка Кл1 л.10 Стойка Ст1 л.10 Изделие Им1 л.10 Изделие Им2 л.10 Изделие Им4 л.10 Изделие Им4 л.10 Изделие Им5	л.8 Панель Пл1 (3000) 2 л.8 Панель Пл2 (1000) 3 л.8 Панель Пл5 (2500) 2 л.9 Калитка Кл1 1 л.10 Стойка Ст1 9 л.10 Изделие Им1 16 л.10 Изделие Им2 1 л.10 Изделие Им3 2 л.10 Изделие Им4 2 л.10 Изделие Им5 2	1.8 Панель Пл1 (3000) 2 1.8 Панель Пл2 (1000) 3 1.8 Панель Пл5 (2500) 2 1.9 Калитка Кл1 1 1.10 Стойка Ст1 9 1.10 Изделие Им1 16 1.10 Изделие Им2 1 1.10 Изделие Им3 2 1.10 Изделие Им4 2 1.10 Изделие Им5 2

Ταδлυμα ςθαῦ

1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка

3. Ограждение цзла – стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на

установленным на сваи из стальной трубы Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь

4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42А по ГОСТ

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

от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением

лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.

окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ

9.032-74* согласно СП 28.13330.2010 "Защита строительных конструкций

7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом

8. Выполнить отсыпку б=200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением

земли, соответствующая абсолютной отметке 50,34.

2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.

ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015,

09Γ2C no Γ0CT 8731-74.

2311-016-13238275-00 за два раза.

(площадь отсыпки $-33,00 \text{ m}^2$).

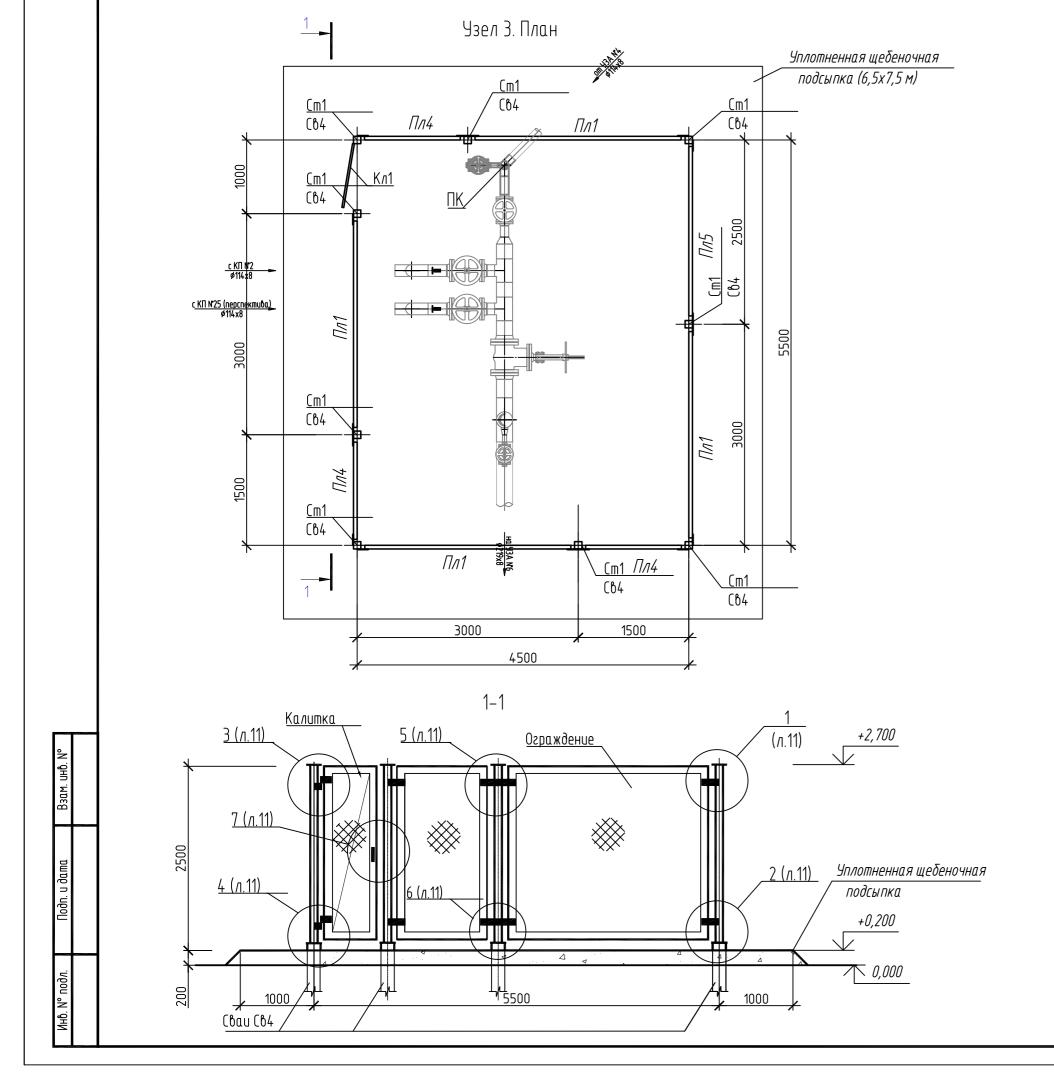
9. Площадь застройки – 14,00 м².

металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по

9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II-23-81*) п.14.1.7 табл. 38.

NN	условное	марка свай	отметка	головы, м	нагрузка	проектныū	кол-во
n/n	обознач.		до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт
		Св2(л.15)	-	50,64	0,35	Забить до проектной отм.	9

						101-21-TKP1. F43					
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Разрад	5.	Γαδυπ	าดช	For	09.03.23		Стадия	Стадия Лист Листов			
Пров.				67	25.01.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2					
Н.конт ГИП	p.	Иванс Писар		Bor	09.03.23 09.03.23	3027. 2	000 "ИЦ "Проектор"		ектор"		



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
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		
Cm1	л.10	Стойка Ст1	9		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
ИмЗ	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Имб	8		

Ταδлυμα свαῦ

1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка

3. Ограждение узла – стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336–80 на

установленным на сваи из стальной трубы Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь

4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42A по ГОСТ

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

7. Металлические и бетонные конструкции соприкасающиеся с грунтом

8. Выполнить отсыпки б=200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением

от коррозии". Поверхность металлоконструкций перед нанесением

лакокрасочных покрытий следует очищать до степени очистки 2.

окрасить битумным лаком "БТ-577 Luxe" ("Кузбасслак") ТУ

земли, соответствующая абсолютной отметке 48,62.

2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.

металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по

металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по

9467-75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017

(Актиализированная редакция СНиП II-23-81*)п.14.1.7 табл. 38.

ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015,

09Γ2C no Γ0CT 8731-74.

2311-016-13238275-00 за два раза.

9. Площадь застройки – 24,75 м².

(площадь отсыпки - 48,75 м²).

NN	условное	марка сваū	отметка	головы, м	нагрузка	проектныū	кол-во	
n/n	обознач.		до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	ШМ	
	\	Св4(л.15)	-	48,920	0,35	Забить до проектной отм.	9	

101—21—ТКР1. ГЧ3

— Изм. Кол.уч Лист N док Подпись Дата
Разраб. Габитов 19.03.23
Пров. 25.01.23 Нефтегазопровод т.бр. куст N³3— ДНС-2» Присклонового месторождения
Нефтегазопровод т.бр. куст N³2— т.бр. куст N²2
П 3

— Н.контр. Иванов 19.03.23
Пип Писарев 19.03.23

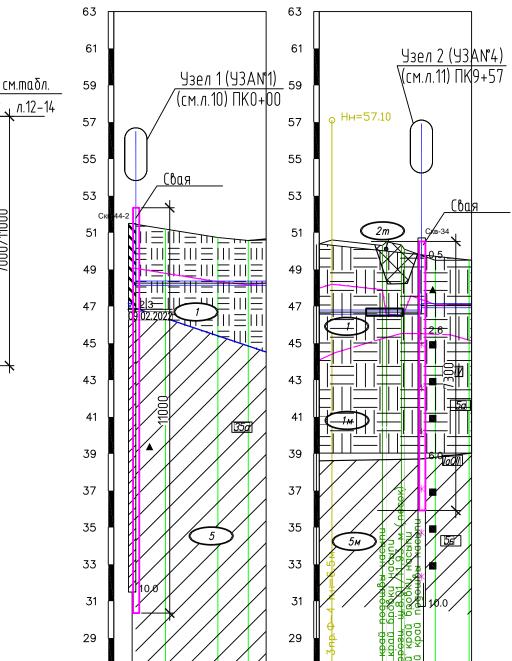
Инженерно-геологический разрез

Свая Св2, Св4

mp. Ø159x8

нижний конец

сваи заварить



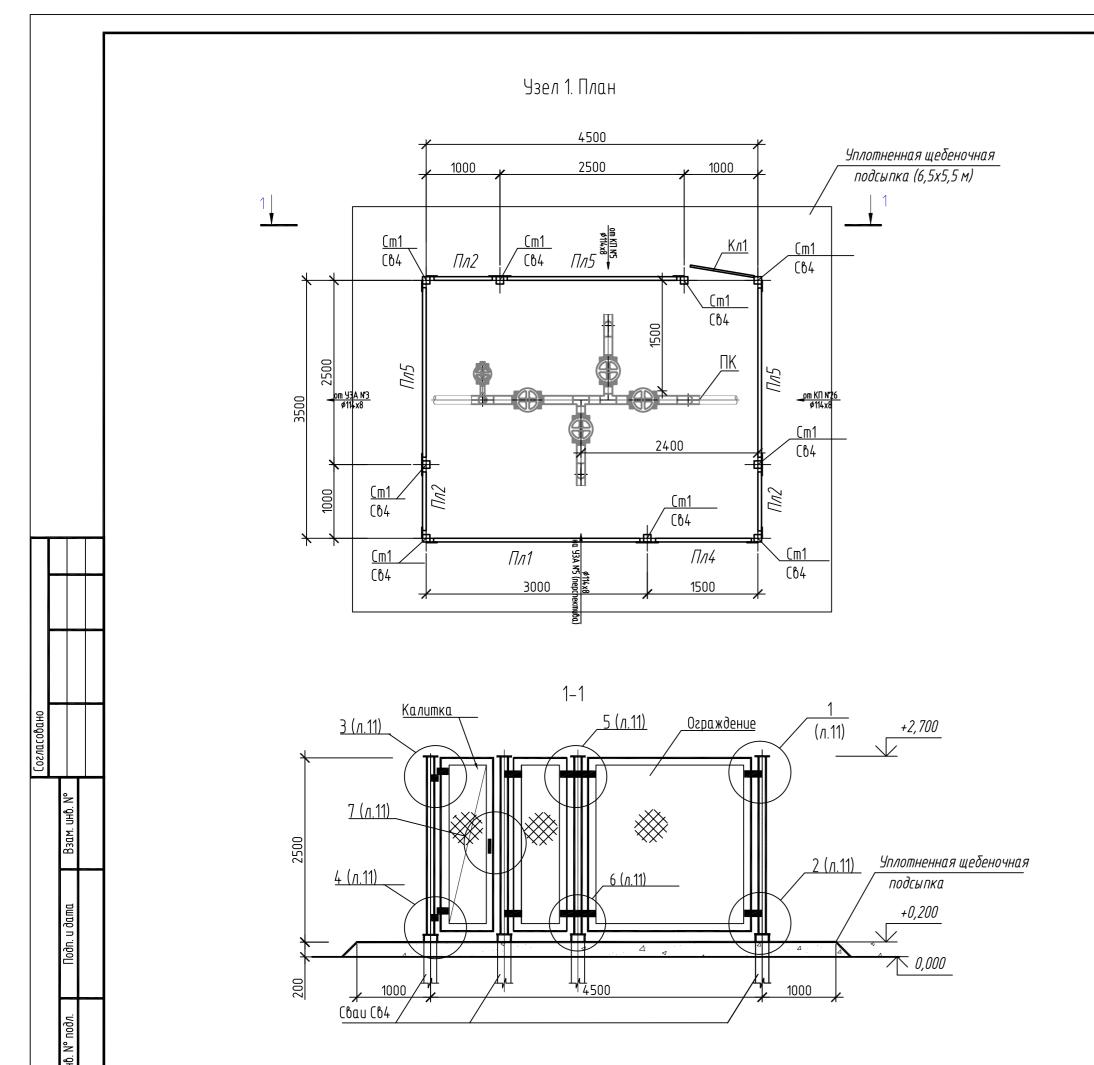
Спецификация элементов сборной конструкции

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Приме- чание
		Свая Св2			
1		Tp. Ø 159x8 FOCT 10704-91 09F2C FOCT 19281-2014 L=7000	1	208,6	
2		/lucm	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,07		M ³
		Свая Св4			
1		Tp. Ø159x8 FOCT 10704-91 09F2C FOCT 19281-2014 L=11000	1	327,7	
2		/JUX220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 /JUCITIC 345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,22		M ³

- 1. Несущая способность свай принята по статическому зондированию Инженерно-геологических изысканий по объекту: «Нефтепровод куст №3 ДНС-2» Присклонового месторождения», выполненных 000 «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность сваи диаметром 114 мм длиной 7,0 м с учетом сил морозного пучения составляет 3,3 т.
- 2. Нижний конец сваи-трубы раскроить на конус и кромки заварить.
- 3. После забивки свай, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 1:8. Для смеси использовать портландтиемент марки 400 по ГОСТ 10178-85 (в целях предохранения свай от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения антикоррозионных условий).
- 4.Пластину сверху приварить после заполнения сваи цементно-песчаной смесью.

						101-21-TKP1. F43					
Изм.	Кол пч	Лист	N gok	Подпись	Лата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Разраб		Γαδυπ	_	4	09.03.23	Стадия Лист Листов					
Пров.					25.01.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №3-т.вр. куст №2	П 4				
Н.конт ГИП	р.	Иванс Писар			09.03.23 09.03.23	CBau CB2,CB4	000 "ИЦ "Проектор"		ектор"		

Формат АЗ



			ед., кг	чание
л.8	Панель Пл1 (3000)	1		
л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
л.8	Панель Пл4 (1500)	1		
л.8	Панель Пл5 (2500)	3		
л.9	Калитка Кл1	1		
л. 10	Стойка Ст1	9		
л. 10	Изделие Им1	16		
л. 10	Изделие Им2	1		
л. 10	Изделие ИмЗ	2		
л. 10	Изделие Им4	2		
л. 10	Изделие Им5	2		
л. 10	Изделие Им6	8		
	л.8 л.8 л.9 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10 л.10	л.8 Панель Пл2 (1000) л.8 Панель Пл4 (1500) л.8 Панель Пл5 (2500) л.9 Калитка Кл1 л.10 Стойка Ст1 л.10 Изделие Им1 л.10 Изделие Им2 л.10 Изделие Им3 л.10 Изделие Им4 л.10 Изделие Им4 л.10 Изделие Им5	л.8 Панель Пл2 (1000) 3 л.8 Панель Пл4 (1500) 1 л.8 Панель Пл5 (2500) 3 л.9 Калитка Кл1 1 л.10 Стойка Ст1 9 л.10 Изделие Им1 16 л.10 Изделие Им2 1 л.10 Изделие Им3 2 л.10 Изделие Им4 2 л.10 Изделие Им5 2	л.8 Панель Пл2 (1000) 3 л.8 Панель Пл4 (1500) 1 л.8 Панель Пл5 (2500) 3 л.9 Калитка Кл1 1 л.10 Стойка Ст1 9 л.10 Изделие Им1 16 л.10 Изделие Им2 1 л.10 Изделие Им3 2 л.10 Изделие Им4 2 л.10 Изделие Им5 2

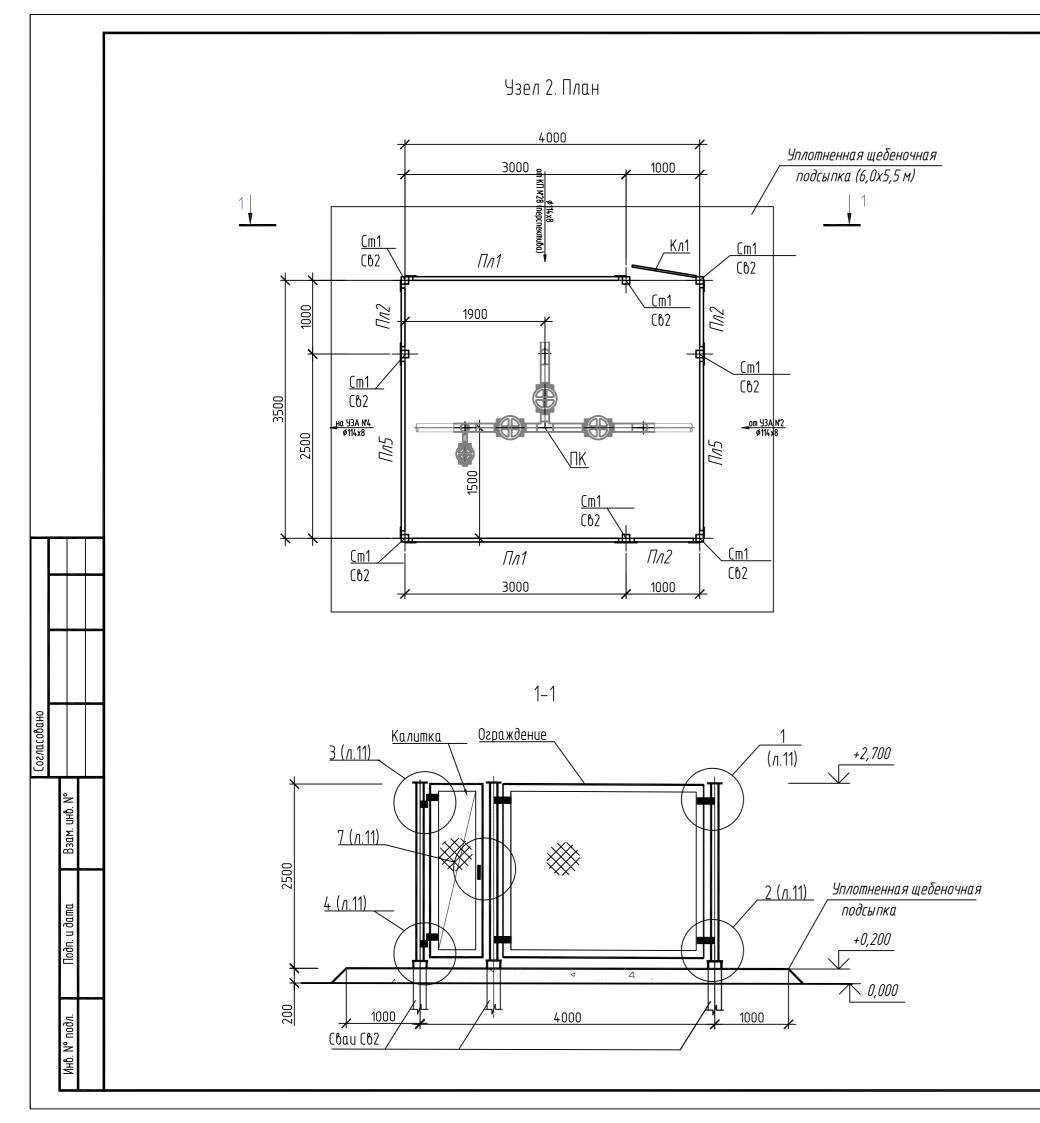
1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 51,90.

- 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 ГОСТ30245—2003 сталь марки C255—4 по ГОСТ 27772—2015, установленным на сваи из стальной трубы \$114x8 по ГОСТ 8732—78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731—74
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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 δ =200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площадь отсыпки 35,75 м²).
- 9. Площадь застройки <mark>15,75</mark> м².

Ταδλυμα ςθαῦ

NN	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка	проектный	кол-во	
n/n			до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шm	
	 	Св4(л.19)	ı	52,20	0,35	Забить до проектной отм.	9	

						101-21-TKP1.F4					
	V · · ·				п	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Прис	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения				
ИЗМ. Разраб		/lucm Γαδυπ		Подпись	Дата 09.03.23	Стадия Лист Листов					
Пров.	,.	i dodii	100	Flore	25.01.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗАМ4		1	HULIIIOO		
								<u> </u>			
Н.контр.		Иванов		W	09.03.23	Узел 1	000	000 "ИЦ "Проектор"			
ГИП		Писар	ев	1301	09.03.23						



Поз.	Оδозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
Кл1	п.9	Καлитка Κл1	1		
Cm1	л.10	<i>C</i> ποūκα <i>C</i> π1	8		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
ИмЗ	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л. 10	Изделие Им4	2		
Им5	л. 10	Изделие Им5	2		
Им6	л. 10	Изделие Им6	6		

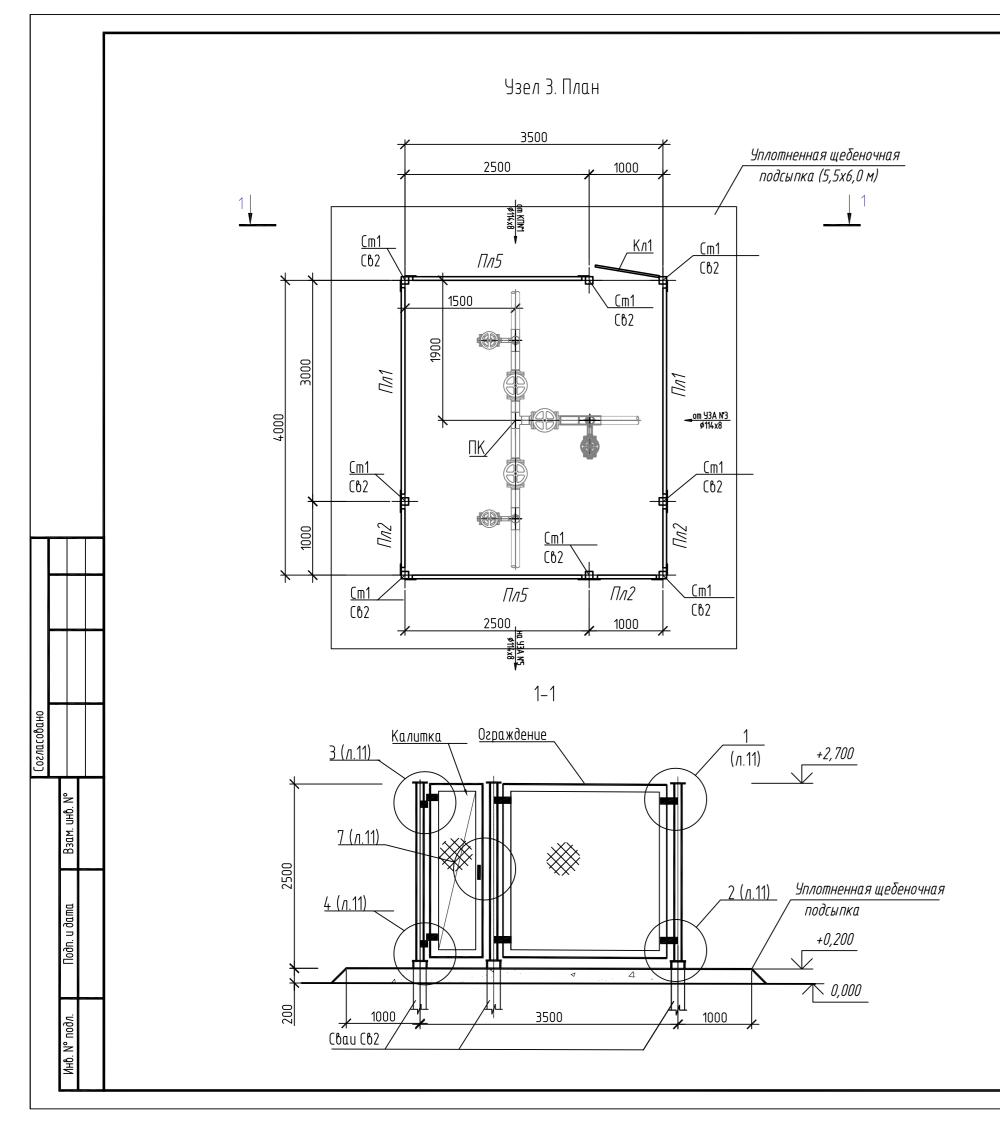
1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 49,56.

- 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 ГОСТ30245-2003 сталь марки C255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы \$114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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 δ =200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площавь отсыпки 33,00 м²).
- 9. Площадь застройки <mark>14,00</mark> м².

Ταδλυμα ςθαῦ

NN	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка	проектный	кол-во	
n/n			до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шm	
	 	Св2(л.19)	ı	49,86	0,35	Забить до проектной отм.	8	

						101-21-TKP	101-21-TKP1. F4					
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	, , , ,	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Разрад	5.	Γαδυπ	nob	For	09.03.23		Стадия Лист Листов		Листов			
Пров.				,	25.01.23	Нефтегазопровод т.вр. куст №5-УЗА№4	l n l	2				
								_				
Н.конт ГИП	p.	Иванс Писар		By And	09.03.23 09.03.23	3027. 2	000	"ИЦ "Про	ектор"			



- 1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка
- 2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.

земли, соответствующая абсолютной отметке 49,72.

- 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 \$114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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 δ =200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площадь отсыпки 33,00 м²).
- 9. Площадь застройки <mark>14,00</mark> м².

лецификация	икания
-------------	--------

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1 (3000)	2		
Пл2	л.8	Панель Пл2 (1000)	3		
Пл5	л.8	Панель Пл5 (2500)	2		
Кл1	л.9	Καлитка Κл1	1		
Cm1	л.10	<i>Cmoūκα Cm1</i>	8		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л. 10	Изделие Им2	1		
Им3	л.10	Изделие ИмЗ	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Им6	6		

Ταδλυμα ςβαῦ

NN	условное обознач.	марка свай	отметка головы, м		нагрузка	проектныū	кол-во
n/n			до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт
	ф	Св2(л.19)	_	50,02	0,35	Забить до проектной отм.	8

						101-21-TKP	101-21-TKP1. F4					
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС–2» Прис	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Разрад Пров.	5.	Γαδυπ	าดชิ	Francisco	09.03.23 25.01.23		Стадия Лист Листо П 3		Листов			
Н.конт ГИП	р.	Иванс Писар		B	09.03.23 09.03.23	2322	000	"ИЦ "Про	ектор"			

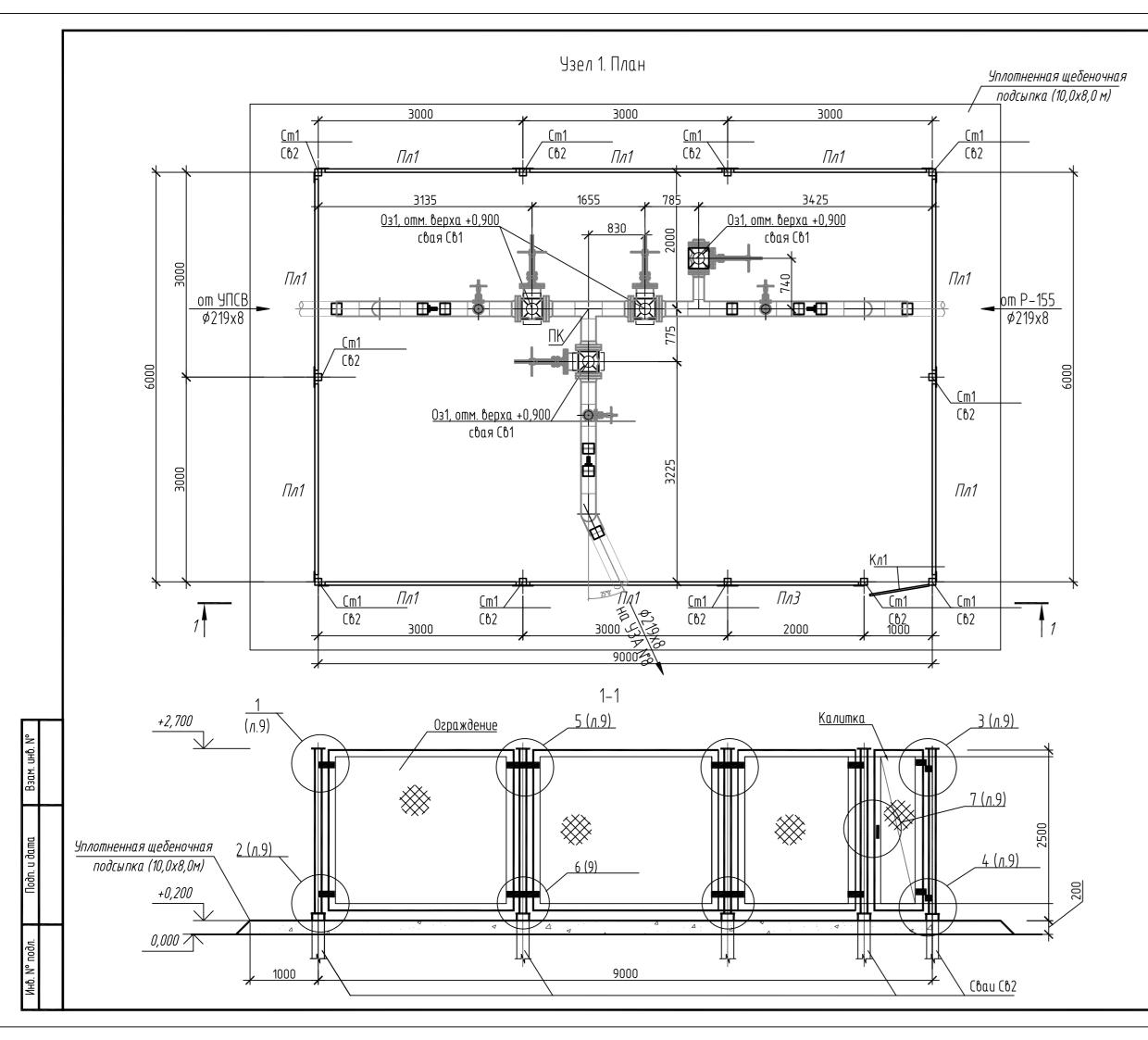
Свая Св2, Св4 Инженерно-геологический разрез см.табл. л.16-18 <u> Узел 1 (УЗА№2)</u> 56 (см.л.8) ПКО+0(Чзел 2 (ЫЗА№3) mp. Ø159x8 54 54 (см.л.9) ПК7+25 52 52 50 50 нижний конец сваи заварить 48 46 44 44 42 42 40 40 38 38 36 36 34 34 32 32 30 30

Спецификация элементов сборной конструкции

Поз.	Обозна чение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Приме- чание
		Свая Св <u>2 — шт.1</u> 1			
1		T <u>p.ø159x8 </u>	1	208,6	
2		/IUCM C345-5 FOCT 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,07		M³
		Свая Св <u>4 — шт.2</u> 0			
1		T <u>p.ø159x8 </u>	1	327,7	
2		/lucin <u>с345-5 ГОСТ 27772-2021</u>	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,22		M³

- 1. Несущая способность свай принята по статическому зондированию Инженерно-геологических изысканий по объекту: «Нефтепровод куст №3 ДНС-2» Присклонового месторождения», выполненных 000 «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность сваи диаметром 114 мм длиной 7,0 м с учетом сил морозного пучения составляет 3,3 т.
- 2. Нижний конец сваи-трубы раскроить на конус и кромки заварить.
- 3. После забивки свай, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 1:8. Для смеси использовать портландтиемент марки 400 по ГОСТ 10178-85 (в целях предохранения свай от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения антикоррозионных условий).
- 4.Пластину сверху приварить после заполнения сваи цементно-песчаной смесью.

						101-21-TKP1. F4						
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС–2» Прис	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Разрад Пров.	5.	Γαδυπ	าดชิ	For	09.03.23 25.01.23		Стадия Лист Листо П 4		Nucmob			
Н.конт ГИП	p.	Иванс Писар	-	Bord	09.03.23 09.03.23		000 "ИЦ "Проектор"		ектор"			



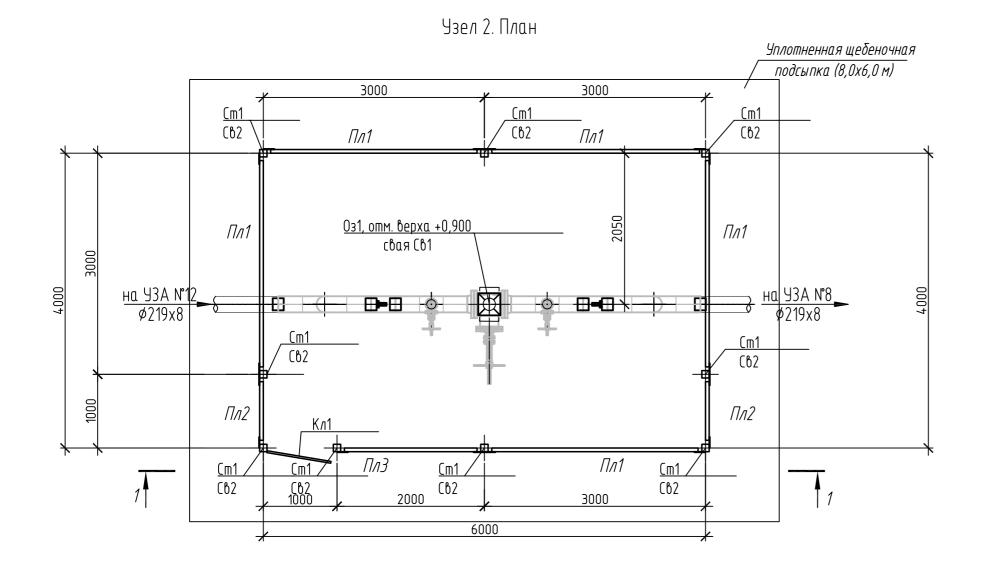
- 1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 54.90.
- 2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.
- 3. Ограждение узла стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы \$\phi\$114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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 δ =200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площадь отсыпки 80,0 м²).
- 9. Площадь застройки 48,0 м².

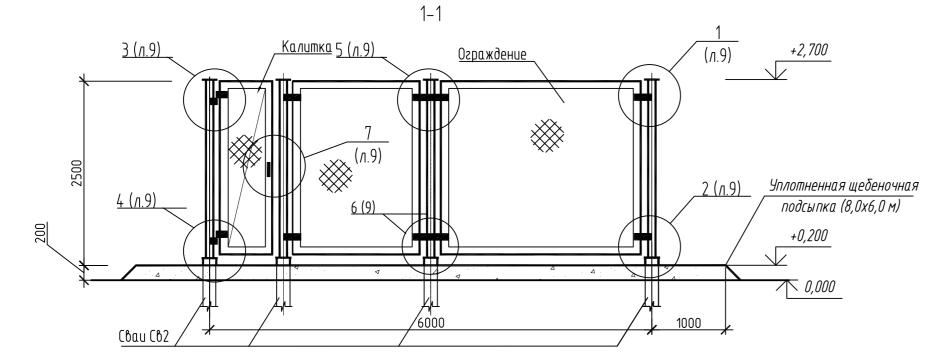
Поз.	Обозна чение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1	9		
ПлЗ	л.8	Панель ПлЗ	1		
031	л.9	Опора Оз1	4		
Кл1	л.9	Калитка Кл1	1		
Cm1	л.10	Стойка Ст1	11		
Им1	л.10	Изделие Им1	16		
Им2	л.10	Изделие Им2	1		
ИмЗ	л.10	Изделие Им3	2		
Им4	л.10	Изделие Им4	2		
Им5	л.10	Изделие Им5	2		
Им6	л.10	Изделие Имб	12		

Ταδλυμα ςθαῦ

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

						101-21-TKP1. F45					
Изм.	Кол.цч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
азраб Іров.					09.03.23 25.01.23	Нефтегазопровод УЗА N12 (P–155) Губкинского месторождения – точка врезки нефтепровод куст N3–ДНС-2 Присклонового месторождения	Стадия Лист Листо П 1				
І.конт	р.	Ивано Писар			09.03.23 09.03.23	Узел 1ПКО+00	000 "ИЦ "Проектор"		ектор"		





Поз.	Обозна чение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1	5		
Пл2	л.8	Панель Пл2	2		
ПлЗ	л.8	Панель ПлЗ	1		
031	п.9	Опора Оз1	1		
Кл1	л.9	Καлитκα Κл1	1		
Cm1	л. 10	Стойка Ст1	9		
UM1	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 Имб	8		

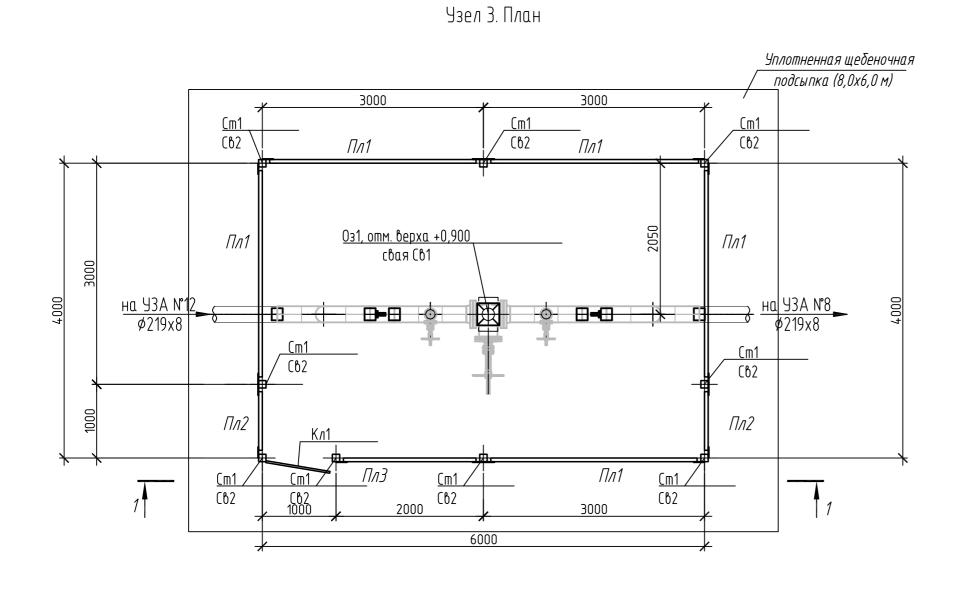
1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 51.30.

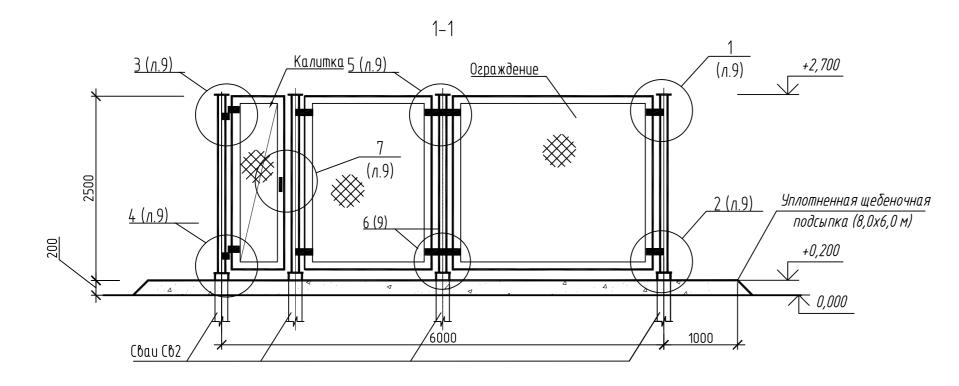
- 2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.
- 3. Ограждение узла стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки C255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы Ø114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь О9Г2С по ГОСТ 8731-74
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами 342A 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
- 6. Качество покрытия должно соответствовать классу V по I UC I 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 δ =200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с уплотнением (площадь отсыпки 48,0 м²).
- 9. Площадь застройки 24,0м².

Ταδλυμα ςβαῦ

NN	цсловное	марка	отметка головы, м		нагрузка	проектны Ū	кол-во	
n/n	обознач.	свай	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	шт	
	+	Св3(л.23)	-	52,20	0,55	Забить до проектной отм.	1	
	+	Св4(л.23)	-	51,40	0,35	Забить до проектной отм.	9	

						101-21-TKP1. P-5					
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
		Γαδυποβ		For	09.03.23	Нефтегазопровод УЗА N12 (P–155) Губкинского	Стадия	/lucm	Листов		
Пров.				674	25.01.23	месторождения – точка врезки нефтепровод куст N3–ДНС–2 Присклонового месторождения	П	2			
Н.контр.		Иванс Писар		Bor	09.03.23 09.03.23	Узел 2 ПK28+00	000	"ИЦ "Про	ектор"		





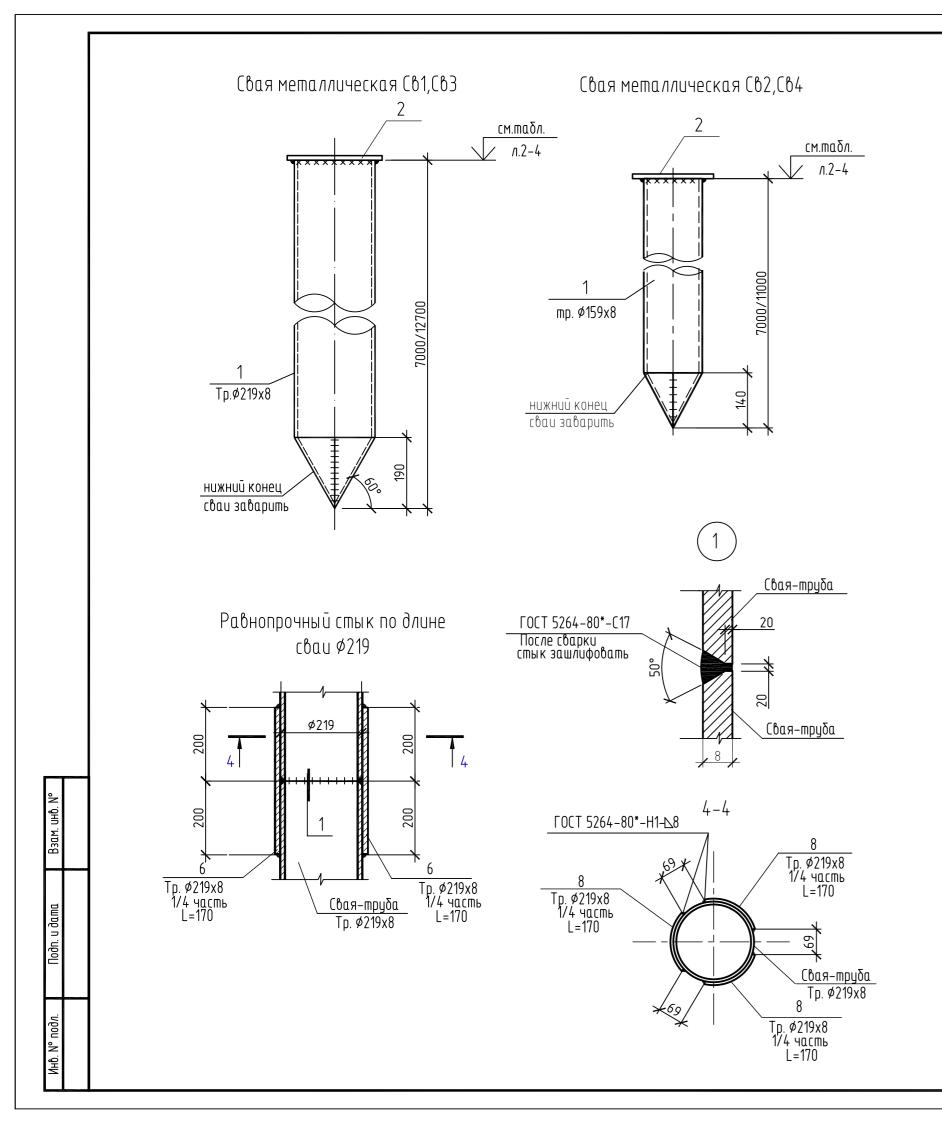
- 1. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка земли, соответствующая абсолютной отметке 48,95.
- 2. Размеры обозначенные значком "*" уточнить по месту.
- 3. Ограждение узла стальная плетеная сетка по ГОСТ 5336-80 на металлических рамах из уголка L50x50x5 по ГОСТ 8509-93 по металлическим стойкам из замкнутого профиля 100x100x5 по ГОСТ30245-2003 сталь марки С255-4 по ГОСТ 27772-2015, установленным на сваи из стальной трубы \$114x8 по ГОСТ 8732-78 сталь 09Г2С по ГОСТ 8731-74.
- 4. Сварку металлоконструкций производить электродами Э42A по ГОСТ 9467–75. Высоту сварного шва принимать по СП 16.13330.2017 (Актуализированная редакция СНиП II–23–81*)п.14.1.7 таба 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 δ=200 мм из щебнем фр. 20–40 мм с чплотнением (площадь отсыпки – 80,0 м²).
- 9. Площадь застройки 48,0 м².

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
Пл1	л.8	Панель Пл1	5		
Пл2	л.8	Панель Пл2	2		
ПлЗ	л.8	Панель ПлЗ	1		
031	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		
·					

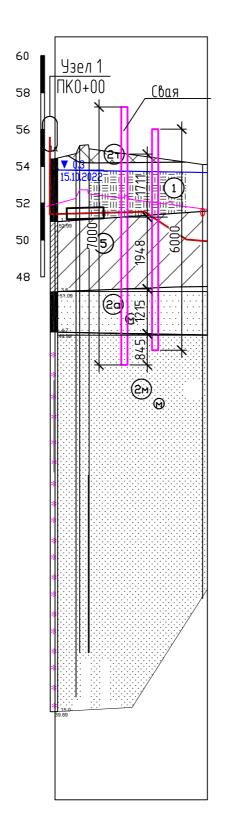
Ταδλυμα ςδαῦ

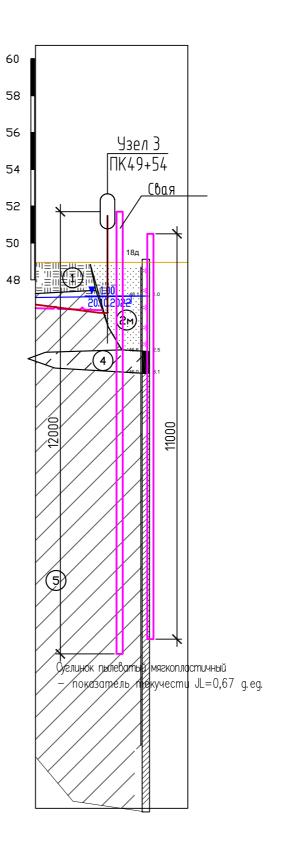
NN	цсловное	марка	отметка головы, м		нагрузка	проектный	кол-во	
n/n	обознач.	cbaū	до срубки	после срубки	на сваю, т	отказ, мм	ШM	
	+	Св3(л.23)	-	49,85	0,55	Забить до проектной отм.	1	
	ф	Св4(л.23)	-	49,05	0,35	Забить до проектной отм.	9	

						101-21-TKP1. [45						
Изм.	Кол.уч	/lucm	N док	Подпись	Дата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения						
Разраб.		Γαδυποβ		09.03.2		Нефтегазопровод УЗА N12 (P–155) Губкинского	Стадия	/lucm	Листов			
Пров.	<u>'</u>			974	25.01.23	месторождения – точка врезки нефтепровод куст N3–ДНС-2 Присклонового месторождения	П	3				
Н.конп ГИП	ıp.	Иванс Писар			09.03.23 09.03.23	Узел 3 ПK49+75	000 "ИЦ "Проектор"		ектор"			



Инженерно-геологический разрез





Спецификация элементов сборной конструкции

Поз.	Оδознαчение	Наименование	Кол.	Масса, ед., кг	Приме- чание
		Свая металлическая Св1			
1		<u>Tp. Ø219x8 </u>	1	291,4	
2		/JUCIN C345-5 FOCT 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,26		M ³
		Свая Св2			
1		Tp.Ø159x8	1	208,6	
2		/IUCM C345-5 FOCT 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,07		M ³
		Свая СвЗ			
1		Tp. Ø 219 x 8 F 0 C T 10704 - 91 09 F 2 C F 0 C T 19281 - 2014 L = 12700	1	528,7	
		- 09Γ2C ΓΟCT 19281–2014 L=12 / 00 Τρ. Φ219x8 ΓΟCΤ 10704–91 09Γ2C ΓΟCΤ 19281–2014 L=400	1	16,7	
2		/\dcm ² /345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,48		M ³
		Свая Св4			
1		Tp. Ø159x8	1	327,7	
2		/JUX220x220-Б-ПВ-0 ГОСТ 19903-2015 /JUCITIC345-5 ГОСТ 27772-2021	1	3,80	
		Цементно-песчаная смесь состава 1:8	0,22		M ³

- 1. Несущая способность сваи Св1 узла 1 принята по расчету и составляет 8,0 т 2. 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 000 «Инжиниринговый центр «Проектор». Несущая способность сваи диаметром 168 мм длиной 10,5 м с учетом сил морозного пучения составляет 7,4 т.
- 3. Нижний конец сваи-трубы раскроить на конус и кромки заварить. 4. После забивки свай, полости заполнить сухой цементно-песчаной смесью состава 1:8. Для смеси использовать
- марки 400 no ГОСТ 10178-85 (в целях предохранения свай от разрывов при замерзании воды в их полости и улучшения антикоррозионных условий).
- 5.Пластину сверху приварить после заполнения сваи цементно-песчаной смесью.

						101-21-TKP1. F45					
Изм	Кол.ич	/lucm	И док	Подпись	Лата	«Нефтепровод куст №3 – ДНС-2» Присклонового месторождения					
Разраб.		 		4 .	09.03.23		Стадия	/lucm	Листов		
Пров.			97	25.01.23	месторождения – точка врезки нефтепровод куст N3–ДНС-2 Присклонового месторождения	П	4				
		Иванс Писар		Bor	09.03.23 09.03.23		000	"ИЦ "Про	ектор"		