

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2013г.)»

Проектная документация

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

Часть 2 «Конструктивные решения»

2019/206/ДС110-PD-TKR2

Том 3.2

Договор №

2019/206/ДС110

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021 г

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Свидетельство № 0253-2016-5902291029-08 от 21 июня 2016 г.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2013г.)»

Проектная документация

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

Часть 2 «Конструктивные решения»

2019/206/ДС110-PD-TKR2

Том 3.2

Договор №

2019/206/ДС110

Главный инженер

Г.Д. Закиров

Главный инженер проекта

Д.Ю. Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021 г

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

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС110-PD-ТКР2.S	Содержание тома 3.2	2
2019/206/ДС110-PD-ТКР2.TCH	Текстовая часть	3
2019/206/ДС110-PD-ТКР2.GCH	Графическая часть	
	Лист 1. Схема расположения элементов узла 1	18
	Лист 2. Схема расположения элементов узла 2	19
	Лист 3. Схема расположения элементов узла 3	20
	Лист 4. Схема расположения элементов узла 4	21
	Лист 5. Схема расположения элементов узла 5	22

Согласовано										
Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.										
							2019/206/ДС110-PD-ТКР2.S			
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				
	Разраб.		Вехова			12.21	СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 3.2	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Мещеряков			12.21	II		1	17	
Н.контр.		Мещеряков			21.21	Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»				
ГИП		Минин			21.21					

Содержание

1	Исходные данные.....	3
2	Топографические, инженерно-геологические, гидрогеологические, метеорологические и климатические условия района строительства.....	4
2.1	Топографические условия	4
2.2	Инженерно-геологические условия	5
2.3	Гидрогеологические условия	6
2.4	Метеорологические и климатические условия.....	6
3	Особые природно-климатические условия земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	7
4	Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании линейного объекта.....	7
5	Уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность грунтовых вод и грунта	8
6	Категория и класс линейного объекта.....	8
7	Проектная мощность линейного объекта.....	8
8	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта.....	9
9	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	9
10	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта.....	9
11	Численность и профессионально-квалификационный состав персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест.....	9
12	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	9
13	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта.....	9
14	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности».....	10
15	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность..	10
16	Конструктивные решения.....	10

Согласовано						2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH								
Взам. инв. №														
Подп. и дата														
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ						Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Вехова				21.21							П	1	20
Проверил	Мещеряков				21.21									
Н.контр.	Мещеряков				21.21									
ГИП	Минин				21.21									
Инв. № подл.							Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»							

17 Мероприятия по защите строительных конструкций и фундаментов от разрушения.....	11
18 Мероприятия по защите сооружений от опасных природных процессов....	12
19 Перечень нормативных документов.....	13
Таблица регистрации изменений.....	17

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH	Лист
								2
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			

1 Исходные данные

Конструктивные решения линейного объекта в проекте «Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2013г.)» разработаны на основании:

- задания на проектирование, утвержденного Первым Заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И.Мазейным 12.11.2020г;

- технологических решений;

- технического отчета по результатам инженерных изысканий, выполненного ООО НПП«Изыскатель» в 2021 году.

Уровень ответственности проектируемых сооружений повышенный по идентификации сооружений в соответствии со статьей 4 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ [1]. Расчеты выполнены с учетом коэффициента надежности по ответственности сооружений, принятого равным 1,1, в соответствии со статьей 16 № 384-ФЗ.

Срок службы сооружений - продолжительность нормальной эксплуатации с предусмотренным техническим обслуживанием и ремонтными работами (включая капитальный ремонт) до состояния, при котором дальнейшая эксплуатация сооружений недопустима или нецелесообразна, составляет не менее 25 лет согласно таблице 1 ГОСТ 27751-2014 [5].

Первое обследование технического состояния сооружений проводится не позднее чем через два года после ввода их в эксплуатацию. В дальнейшем обследование технического состояния сооружений проводится не реже одного раза в пять лет. На основании результатов обследования сооружений оценивают их техническое состояние и устанавливают требования к эксплуатации согласно ГОСТ 31937-2011 [6].

Проектная документация разработана в соответствии с требованиями:

- Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений» [1];

- Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности» [2];

- Федерального закона от 29.12.2004 № 190-ФЗ «Градостроительного кодекса Российской Федерации» [3];

- Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [4].

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

						2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH	Лист
							3
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

2 Топографические, инженерно-геологические, гидрогеологические, метеорологические и климатические условия района строительства

2.1 Топографические условия

В административном положении район работ расположен на территории Красновишерского городского округа Пермского края. Непосредственно участок работ расположен на Гагаринском нефтяном месторождении, на территории производственной деятельности ЦДНГ-12 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Ближайшие населенные пункты – Цепел, Верх-Язьва.

Транспортная сеть в районе изысканий представлена асфальтовой автодорогой Соликамск – Красновишерск, а также технологическими дорогами ЦДНГ-12.

Проезд к месту работы осуществляется в любое время года по асфальтированной дороге Соликамск – Красновишерск до деревни Нижняя Язьва и далее по технологическим дорогам ЦДНГ-12 через нефтяные месторождения Озерное, Мысьинское на Гагаринское нефтяное месторождение.

В геоморфологическом отношении участок работ расположен на водораздельном пространстве реки Язьва и реки Глухая Вильва (левый приток реки Язьва), у бровки правого склона долины реки Глухая Вильва. Поверхность водораздельного пространства относительно ровная, занята Гагаринским болотом. Объекты гидрографии представлены тремя ручьями без названий.

Трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек»

ПК 0 принят на ГЗУ-1220 в 60 м к западу от куста №2, в 10,0 км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 1,0 км к юго-востоку от ДНС-1204 «Гагаринское». На всем протяжении проектируемая трасса проходит в лесном массиве, вдоль существующего коридора коммуникаций. По пути следования трасса пересекает межпромысловую автодорогу, 2 ручья без названий, ряд подземных и надземных коммуникаций. Заканчивается трасса на точке врезки в нефтегазосборный трубопровод диаметром 159 мм, в 8,9 км к юго-востоку от деревни Немзя Красновишерского городского округа, в 0,7 км к северо-востоку от ДНС-1204 «Гагаринское».

Рельеф территории увалистый. Залесенность и заболоченность местности незначительная. Болота на участке работ низинные I типа по проходимости. Тип торфяного основания –А.

Узел 1 расположен на ПК0 по трассе нефтегазосборного трубопровода на существующей площадке блока задвижек,

Узел 2 расположен на ПК2+37,0 по трассе нефтегазосборного трубопровода.

Узел 3 расположен на ПК6+07,62 по трассе нефтегазосборного трубопровода.

Узел 4 расположен на ПК11+49,17 по трассе нефтегазосборного трубопровода.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									4
						2019/206/ДС110-PD-ТКР2.ТСН			
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Узел 5 расположен на ПК14+21,61 по трассе нефтегазосборного трубопровода.

Абсолютные отметки поверхности составляют 130-140 м Балтийской системы высот.

Естественная поверхность в районе работ подвергалась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов (скважины, трубопроводы, ВЛ, промысловые дороги, сооружения).

2.2 Инженерно-геологические условия

В геологическом строении района изысканий до глубины 1,5-10,0 м по данным бурения инженерно-геологических скважин принимают участие четвертичные техногенные (*tQiv*), биогенные (*bQ*) и аллювиальные (*aQ*) грунты.

Поверхность на изучаемой территории практически повсеместно поросла почвенно-растительным слоем мощностью 0,2 м, на участках переходов через болото мхом мощностью 0,2 м.

Геолого-литологический разрез до глубины 10,0 м следующий (сверху - вниз).

Четвертичные аллювиальные отложения – *aQ*

Техногенные отложения *tQiv*

Техногенные отложения представлены насыпными грунтами. Насыпные грунты отсыпаны «сухим» способом. Давность отсыпки более 1 года.

Насыпной грунт: щебень известняка, мергеля. Встречен пк0+47,21-пк0+52,77 трассы нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220-блок-задвижек» с поверхности. Мощность 0,4 м.

Насыпной грунт: песок мелкий, серо-коричневый, средней плотности, средней степени водонасыщения. Давность отсыпки более 10 лет. Встречен пк0-пк0+41,58 трассы нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220-блок-задвижек» с поверхности с поверхности. Мощность 1,7 м.

Биогенные отложения *bQ*

Торф коричневый, сильноразложившийся, водонасыщенный. Встречен на пк2+40,50-пк5+29,70; пк6+29,60-пк11 трассы нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220-блок-задвижек». Мощность 0,2-2,8 м.

Аллювиальные отложения *aQ*

Песок мелкий коричневый, серо-коричневый, серый, средней плотности и плотный, средней степени водонасыщения, ниже уровня подземных вод водонасыщенный. Встречен повсеместно с глубины 0,2-3,0 м. Мощность 0,9-9,8 м.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH						5
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

2.3 Гидрогеологические условия

В период изысканий (июнь 2021г.) подземные воды вскрыты на глубине 0,0-3,5 м (абс.отм. 128,1-134,7 м) от поверхности земли в почвенно-растительном, моховом слое, торфе и песках. Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на тех же глубинах. На площадке скважин № 11, 12 подземные воды обладают местным напором, высота напора составила 0,4-1,6 м.

В периоды интенсивного таяния снега, ливневых затяжных дождей, в условиях нарушенного поверхностного стока и неэффективном водоотводе, возможно образование кратковременного маломощного горизонта подземных вод типа «верховодка» на глубине 0,1-1,5 м от поверхности земли

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97[21] участок трассы нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек» относится к I области – подтопленная, по условиям развития процесса к району I-A – подтопленный в естественных условиях, по времени развития процесса к участку I-A-1- постоянно подтопленный.

2.4 Метеорологические и климатические условия

Согласно схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства (рисунок А.1 СП 131.13330.2018) [19] участок работ относится к климатическому подрайону IV.

При составлении климатической характеристики района работ использовались материалы метеостанции Чердынь по СП 131.13330.2018 [19].

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом.

Температура воздуха наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 % составляет минус 46°С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 % составляет минус 37°С.

Количество осадков за период с ноября по март составляет 274 мм. Количество осадков за период с апреля по октябрь составляет 483 мм. Суточный максимум осадков равен 75 мм.

В периоды с декабря по февраль преобладают ветры южного направления, с июня по август – западного.

При расчете конструкций приняты следующие нагрузки по СП 20.13330.2016 [11]:

- нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли для VI района – 3,0 кН/м²;
- нормативное значение ветрового давления для I района - 0,23 кПа.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									6
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-ТКР2.ТСН			

3 Особые природно-климатические условия земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта

По схематической карте территории Российской Федерации для строительства (СП 131.13330.2018, рис. А1) [19] район строительства относится к строительно-климатической зоне I В.

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2016 и карты ОСР-2016-В (СП 14.13330.2018) [9] район работ расположен в пределах зоны с интенсивностью и повторяемостью 5 баллов по шкале MSK-64 с 5% вероятностью превышения, что соответствует повторяемости сейсмических сотрясений в среднем один раз в 1000 (карта В) лет.

Согласно табл. 4.1 СП 14.13330.201 [9] категория грунтов по сейсмическим свойствам – III.

К опасным гидрометеорологическим явлениям на рассматриваемой территории, согласно приложениям Б, В СП 11-103-97 [20] и приложению В ТСН 23-301-04/8 [22], относятся:

- дождь со слоем осадков более 50 мм за 12 часов и менее (наблюденный максимум суточного количества осадков в районе изысканий 75 мм);
- сильные порывы ветра со скоростью более 30 м/с, (максимальная наблюдаемая скорость ветра в районе изысканий 35 м/с).

Среди геологических процессов и явлений, негативно влияющих на инженерно-геологическую обстановку (осложняющих строительство), на территории исследуемого участка следует отметить процессы подтопления и морозного пучения грунтов.

По степени морозоопасности пески мелкие ИГЭ-3 относятся к слабопучинистым грунтам.

Торфы (ИГЭ-2) по степени морозоопасности рекомендуется принять как сильнопучинистые (с учётом обводнённости грунтов и степени влажности $S_r > 0,8$).

Глубина сезонного промерзания для песков составляет 2,14 м.

В соответствии с СП 115.13330.2016 [17], таблица 5.1 были выделены категории опасности природных процессов:

- по морозному пучению – опасные;
- по подтоплению – опасные;
- по интенсивности землетрясений – умеренно опасные;

4 Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании линейного объекта

По трассе нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек» основанием фундаментов до глубины 1,5 м на территориях узлов 1-5 служит грунт ИГЭ-3.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	7

Расчетные значения характеристик грунта следующие:

ИГЭ-3 – песок мелкий: $\gamma_{II}=1,99 \text{ г/см}^3$, $c_{II}=3 \text{ кПа}$, $\varphi_{II}=33^\circ$, $E=22,5 \text{ МПа}$.

5 Уровень грунтовых вод, их химический состав, агрессивность грунтовых вод и грунта

В период изысканий (июнь 2021г.) подземные воды по трассе нефтегазосборного трубопровода вскрыты на глубине 0,0-3,5 м (абс.отм. 128,1-134,7 м) от поверхности земли в почвенно-растительном, моховом слое, торфе и песках. Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на тех же глубинах. На площадке скважин № 11, 12 подземные воды обладают местным напором, высота напора составила 0,4-1,6 м.

По химическому типу подземные воды характеризуются как гидрокарбонатные, кальциевые; гидрокарбонатные, натриево-калиево-магниевые-кальциевые. В соответствии с табл. В.3, В.4 СП 28.13330.2017 [13] подземные воды обладают слабой углекислотной и выщелачивающей агрессивностью, слабой и средней общекислотной к бетону нормальной проницаемости (марки W4), неагрессивные к арматуре ж/б конструкций при периодическом смачивании и неагрессивные при постоянном погружении. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода согласно табл. X.3 СП 28.13330.2017 [13] - среда среднеагрессивная

Грунты по степени агрессивного воздействия сульфатов на бетонные конструкции, согласно табл. В.1 СП 28.13330.2012 [17], неагрессивные

По трассе нефтегазосборного трубопровода грунты характеризуются низкой коррозионной агрессивностью по отношению к стали.

6 Категория и класс линейного объекта

Сведения о категории и классе линейного объекта смотреть в томе 3.1.

7 Проектная мощность линейного объекта

Сведения о проектной мощности линейного объекта смотреть в томе 3.1.

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

8 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта

Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта смотреть в томе 3.1.

9 Перечень мероприятий по энергосбережению

Перечень мероприятий по энергосбережению смотреть в томе 3.1

10 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузо-подъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта

Сведения об основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах, используемых в процессе строительства, представлены в томе 5.

11 Численность и профессионально-квалификационный состав персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест

Сведения о численности, число и оснащенность рабочих мест смотреть в томе 3.4.

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

Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта, смотреть в томе 3.4.

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

Автоматизированные системы управления технологическими процессами, автоматические системы по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта смотреть в томе 3.1.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									9
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH			

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

Проектом не предусмотрено устройство технических средств обеспечения транспортной безопасности и специальных помещений для управления ими, так как объект не является объектом транспортной инфраструктуры и не расположен в границе охранных зон объектов транспортной инфраструктуры.

15 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

Описание решений по организации ремонтного хозяйства и его оснащенность смотреть в томе 3.1.

16 Конструктивные решения

Конструктивные решения линейного объекта разработаны в соответствии с требованиями технических регламентов, национальных стандартов, сводов правил по строительству и технологической частью проекта.

В конструктивных решениях проекта «Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)» разработан линейный объект, в составе которого запроектированы узлы 1-5 (см. ТКР2.ГЧ листы 1-5).

Местоположение узлов смотреть на планах и профилях нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1220 – блок задвижек» в графической части тома 2.

Узлы расположены на следующих пикетах по трассе нефтегазосборного трубопровода:

- узел 1 ПК0;
- узел 2... ПК2+37,0;
- узел 3... ПК6+07,62;
- узел 4.... ПК11+49,17;
- узел 5.... ПК14+21,61.

В состав узла 1 входят:

- опора под трубопровод - 1 шт.;

В состав узлов 2, 3, 4, 5 входят:

- опора под нефтепровод - 1 шт.;
- ограждение узла - 1 шт.;

Опорой под трубопровод узлов 1-5 служит бетонный блок ГОСТ 13579-2018 по подушке из щебня толщиной 200.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									10
			2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

Ограждение узлов 2- 5 высотой 2,1 м сетчатое из круглого стального проката диаметром 10 мм ГОСТ 2590-2006 и стальных уголков 45х45х5 ГОСТ 8509-93 с квадратными ячейками 150х150 мм. В ограждении выполняется калитка высотой 1,8 м. Калитка оснащается запорным устройством в антивандальном исполнении. Стойки из стальных квадратных труб 50х50х4 мм ГОСТ 8639-82 устанавливаются на стальную трубу 325х8 мм ГОСТ 10704-91 (фундамент). Труба укладывается по щебеночной подготовке толщиной не менее 100 мм. Внутри ограждения засыпается щебень. Верх засыпки щебнем совпадает с верхом трубы 325х8 мм.

Все сварные швы стальных элементов запроектированы для ручной сварки по ГОСТ 5264-80. Электроды для сварки - Э46 ГОСТ 9467-75.

Изготовление и монтаж стальных конструкций вести в соответствии с требованиями ГОСТ 23118-2019 [7] и СП 70.13330.2012 [16].

Нагрузки и воздействия, их сочетания и коэффициенты надежности по нагрузкам приняты в соответствии с требованиями СП 20.13330.2016 [11].

Фундаменты запроектированы в соответствии с требованиями СП 22.13330.2016 [12].

Внешняя отделка всех сооружений выполняется в соответствии с СТП 09-001-2013 «Стандартом предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга 1. Окраска и маркировка объектов» [25].

17 Мероприятия по защите строительных конструкций и фундаментов от разрушения

Класс бетона по прочности на сжатие для сборных бетонных блоков по ГОСТ 13579-2018 - В7,5.

Марка бетона по морозостойкости для бетонных конструкций, подвергающихся атмосферным воздействиям, принята F200 в соответствии с таблицей Ж.1 СП 28.13330.2012 [13].

Марка бетона по водонепроницаемости для бетонных конструкций принята W4 согласно таблице В1 СП 28.13330.2012 [13].

Стальные конструкции выполнены из следующих марок стали в соответствии с таблицами В.1, В.2 СП 16.13330.2017 [10]:

- фундамент ограждения узла из марки стали ВСтЗпс6 ГОСТ 10705-80;
- стойки ограждения узла из марки стали В20 ГОСТ 13663-86 с дополнительным требованием по ударной вязкости КСV при температуре испытаний плюс 20 °С не менее 34 Дж/см²;
- остальные элементы ограждения узла из марки стали СтЗсп6 ГОСТ 535-2005 (при толщине проката свыше 5 мм и до 10 мм включительно) и стали С245 ГОСТ 27772-2015 (при толщине проката не более 6 мм).

Инд. № подл.	Взам. инв. №						Лист
	Подп. и дата						2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH
							11
	Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	

б) опора под трубопровод из бетонного блока устанавливается по щебеночной подушке толщиной не менее 200 мм, обратная засыпка блоков выполняется мелким щебнем.

в) фундамент ограждения узла из стальных труб устанавливается по щебеночной подготовке толщиной не менее 100 мм, обратная засыпка фундамента выполняется мелким щебнем;

Для опоры под трубопровод величина подъема от морозного пучения грунта, при условии выполнения перечисленных мероприятий, не превышает предельную деформацию основания фундамента равную 4 см согласно п. 6.8.11 и таблице Д1 с примечанием 6 СП 22.13330.2016 [12].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			2019/206/ДС110-PD-TKR2.TCH				
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

19 Перечень нормативных документов

1. Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ (редакция от 02.07.2013) «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений».
2. Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (редакция от 27.12.2018) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
3. Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ (редакция от 27.12.2019) «Градостроительный кодекс Российской Федерации».
4. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 (редакция от 17.09.2018) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».
5. ГОСТ 27751-2014 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения. Утвержден Приказом Росстандарта от 11 декабря 2014 г. № 1974-ст и введен в действие с 01 июля 2015 г.
6. ГОСТ 31937-2011 Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния. Утвержден Приказом Росстандарта от 27 декабря 2012 г. № 1984-ст и введен в действие с 01 января 2014 г.
7. ГОСТ 23118-2019 Конструкции стальные строительные. Общие технические условия. Утвержден Приказом Росстандарт от 04 августа 2020 г. № 458-ст и введен в действие с 01 января 2021 г.
8. ГОСТ Р 21.101-2020 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации. Утвержден Приказом Росстандарт от 23 июня 2020 г. № 282-ст и введен в действие с 01 января 2021 г.
9. СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах». Утвержден Приказом Минстроя России от 24 мая 2018 г. № 309/пр и введен в действие с 25 ноября 2018 г.
10. СП 16.13330.2017 «СНиП II-23-81* Стальные конструкции (с Поправкой, с Изменением № 1)». Утвержден Приказом Минстроя России от 27 февраля 2017 г. № 126/пр и введен в действие с 28 августа 2017 г. Внесено изменение № 1, утвержденное и введенное в действие Приказом Минстроя России от 16 августа 2018 г. № 530/пр с 17.02.2019.
11. СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07-85* Нагрузки и воздействия». Утвержден Приказом Минстроя России от 3 декабря 2016 г. № 891/пр и введен в действие с 4 июня 2017 г.12.
12. СП 22.13330.2016 «СНиП 2.02.01-83* Основания зданий и сооружений». Утвержден Приказом Минстроя России от 16 декабря 2016 г. № 970/пр и введен в действие с 17 июня 2017 г.
13. СП 28.13330.2017 «СНиП 2.03.11-85 Защита строительных конструкций от коррозии». Утвержден Приказом Минстроя России от 27 февраля 2017 г. № 127/пр и введен в действие с 28 августа 2017 г.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									14
2019/206/ДС110-PD-ТКR2.ТСН									
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

14. СП 43.13330.2012 «СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий (с Изменением № 1)». Утвержден Приказом Минрегиона России от 29 декабря 2011 г. № 620 и введен в действие с 01 января 2013 г. Изменение № 1 утверждено и введено в действие Приказом Минстроя России от 20.10.2016 № 726/пр с 21.04.2017.

15. СП 63.13330.2018 «СНиП 52-01-2003 Бетонные и железобетонные конструкции. Основные положения (с Изменениями № 1)». Утвержден Приказом Минрегион России от 19 декабря 2018 г. № 832/пр и введен в действие с 20 июня 2019 г. Изменение № 1 утверждено и введено в действие Приказом Минстрой России от 22 ноября 2019 г. № 717/пр с 23 мая 2020 г.

16. . СП 70.13330.2012 «СНиП 3.03.01-87 Несущие и ограждающие конструкции (с Изменениями № 1, 3)». Утвержден Приказом Госстроя России от 25 декабря 2012 г. № 109/ГС и введен в действие с 1 июля 2013 г. Изменение № 1 утверждено и введено в действие Приказом Минстроя России от 16 декабря 2016 г. № 983/пр с 17.06.2017. Изменение № 3 утверждено и введено в действие Приказом Минстроя России от 26 декабря 2017 г. № 1719/пр с 27.06.2018.

17. СП 115.13330.2016 «СНиП 22-01-95 Геофизика опасных природных воздействий». Утвержден и введен в действие Приказом Минстроя России от 16 декабря 2016 г. с 17.06.2017.

18. СП 116.13330.2012 «СНиП 22-02-2003 Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения». Утвержден Приказом Минрегиона России от 30 июня 2012 г. № 274 и введен в действие с 1 января 2013 г.

19. СП 131.13330.2018 «СНиП 23-01-99* Строительная климатология». Утвержден Приказом Минстрой России от 28 ноября 2018 г. № 763/пр и введен в действие с 1 января 2013 г. Изменение № 2 утверждено и введено в действие с 29 мая .2019 г.

20. СП 11-103-97 «Инженерно-гидрометеорологические изыскания для строительства». Одобрен письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69. Принят и введен в действие с 15.08.1997.

21. СП 11-105-97, часть II «Инженерно-геологические изыскания для строительства». М. Госстрой России, 2003.

22. ТСН 23-301-04/8 «Строительная климатология Пермской области». Приняты и введены в действие Комитетом строительства, архитектуры и градостроительства Пермской области. Пермь, 2004.

23. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Утверждены Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020.

24. СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга 1. Окраска и маркировка объектов». Утвержден приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 19.07.2013 № а-555.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									15
			2019/206/ДС110-PD-ТКР2.ТСН						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

25. СТП 09-001-2013 «Стандарт предприятия по применению фирменного стиля на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Книга 2. Антикоррозийная защита статического оборудования и сооружений на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Утвержден приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 31.01.2018 № а-88.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-ТКR2.ТСН						16
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

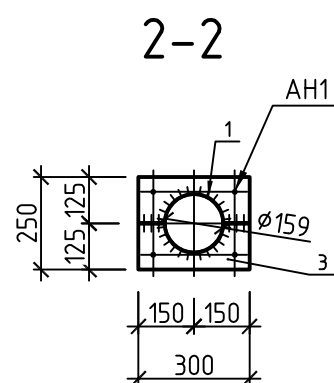
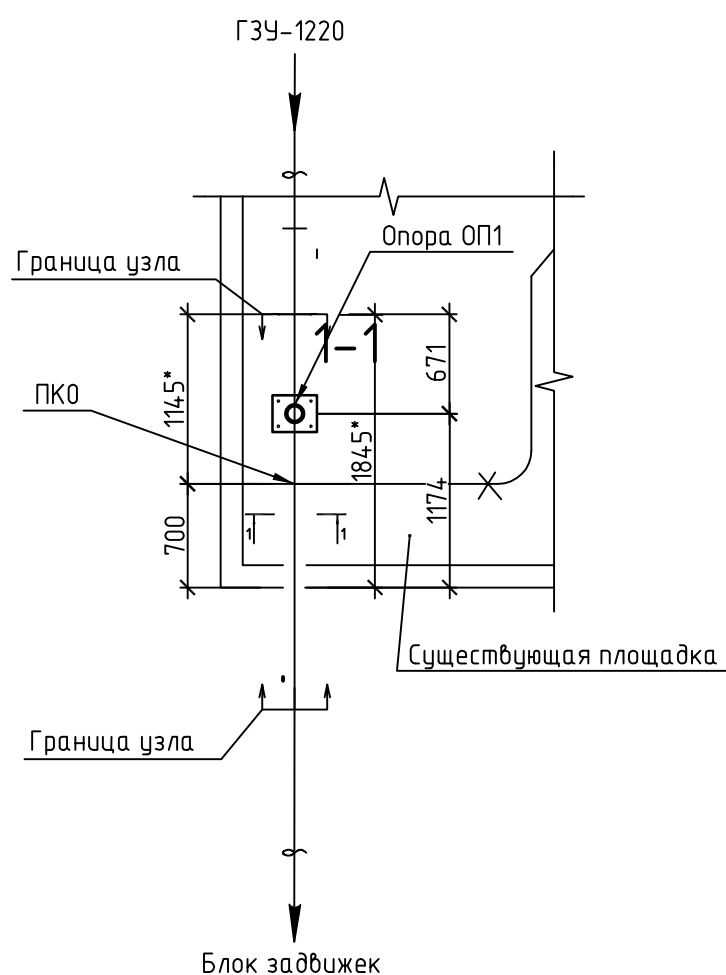
Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

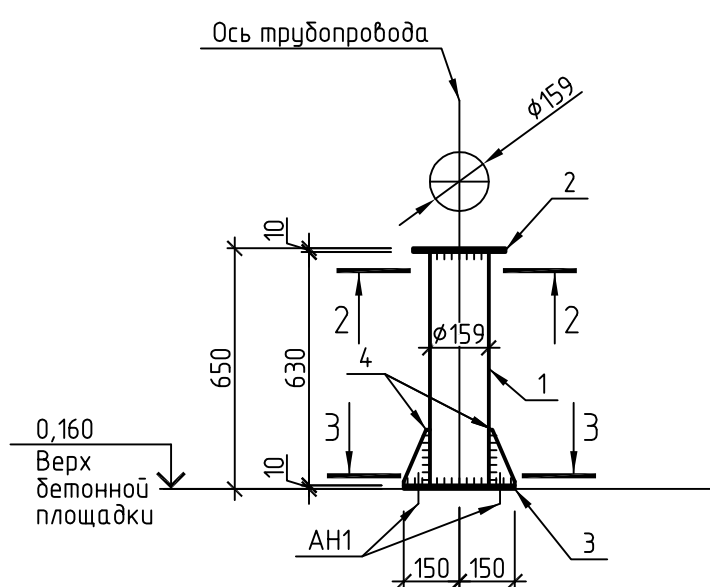
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

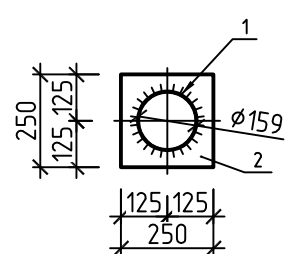
Схема расположения элементов узла 1



Опора ОП1



1-1



Нагрузки на опоры

Таблица 1

Схема нагрузок	Марка элемента	Расчетные нагрузки	Нормативные нагрузки
		№, кН	№, кН
N ↓	ОП1	2,64	2,2
z ↓			
y →			
x →			

Спецификация к схеме расположения элементов узла 1

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Оп1		Опора ОП1	1	24,08	
		Опора ОП1		24,08	
1		Труба 159x5 ГОСТ 10704-91 ВСтЗпс2 ГОСТ 10705-80 l=630	1	11,96	
2		Лист 10x250x250 ГОСТ 19903-2015 С245-4 ГОСТ 27772-2015	1	4,91	
3		Лист 10x250x300 ГОСТ 19903-2015 С245-4 ГОСТ 27772-2015	1	5,89	
4		Лист 6x70x150 ГОСТ 19903-2015 С245-4 ГОСТ 27772-2015	2	0,66	
АН1		HST3-R 10x90	4		

- За относительную отметку 0,000 на узле 1 принята отметка уровня земли у существующей площадки задвижек 136,16 – ПК0+0,00. Система высот Балтийская.
- Местоположение узла, отметки уровня земли и инженерно-геологический разрез смотреть на планах и профилях нефтегазосборного трубопровода на чертежах 2019/206/ДС110-РД-РРО.ГСН.
- Сварка ручная электродуговая ГОСТ 5264-80 электродами Э46А ГОСТ 9467-75. Высоту сварных швов принимать по наименьшей толщине свариваемых элементов.
- Стальные конструкции, находящиеся выше уровня земли, окрашиваются эмалью ФЕРРА-УР-720 толщиной 60 мкм по грунтовке ФЕРРА-ЭП-018 толщиной 100 мкм. Общая толщина покрытия 160 мкм.
- Опору установить вертикально и закрепить к площадке анкер-шпильками HST3-R HIL TI.

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

2019/206/ДС110-РД-ТКР2.ГСН

«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Вехова			12.21
Проверил		Мещеряков			12.21
Н. контр.		Мещеряков			12.21

Нефтегазосборный трубопровод

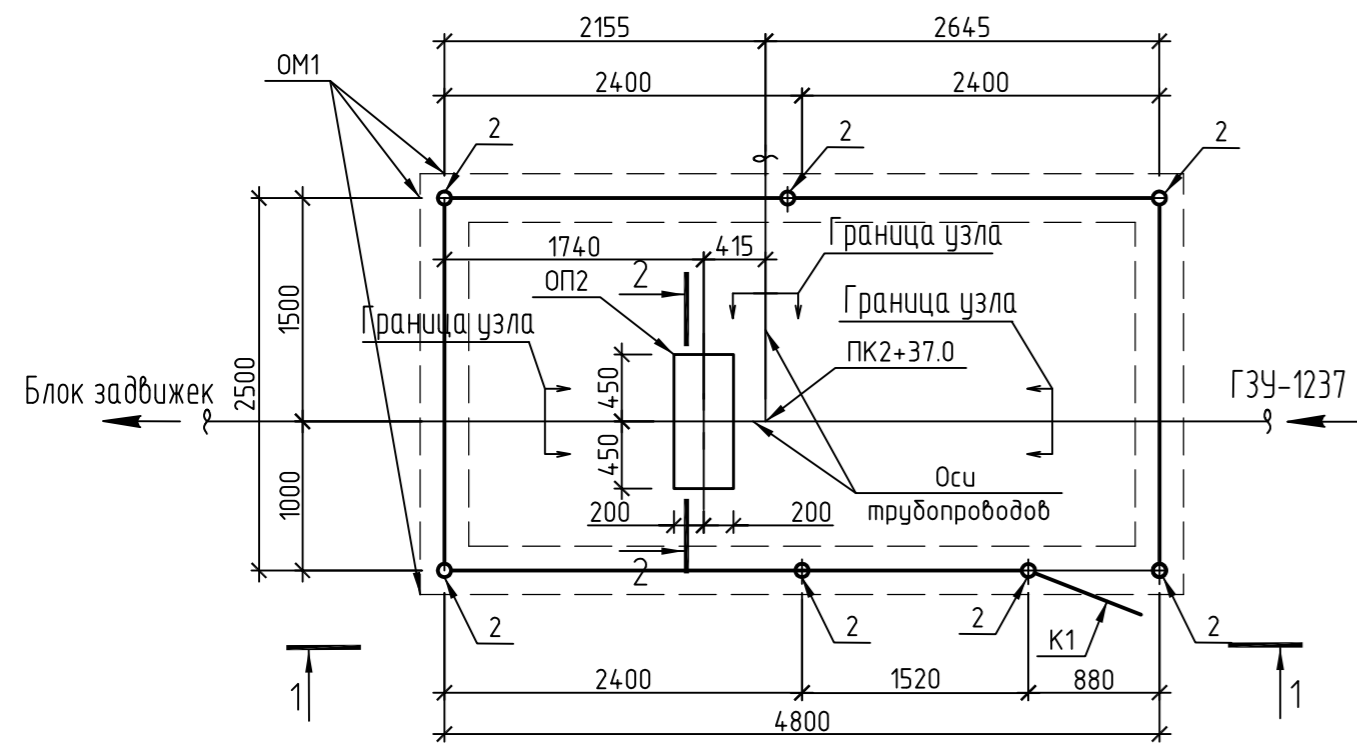
Стадия Лист Листов

П 1

Схемы расположения элементов узла 1

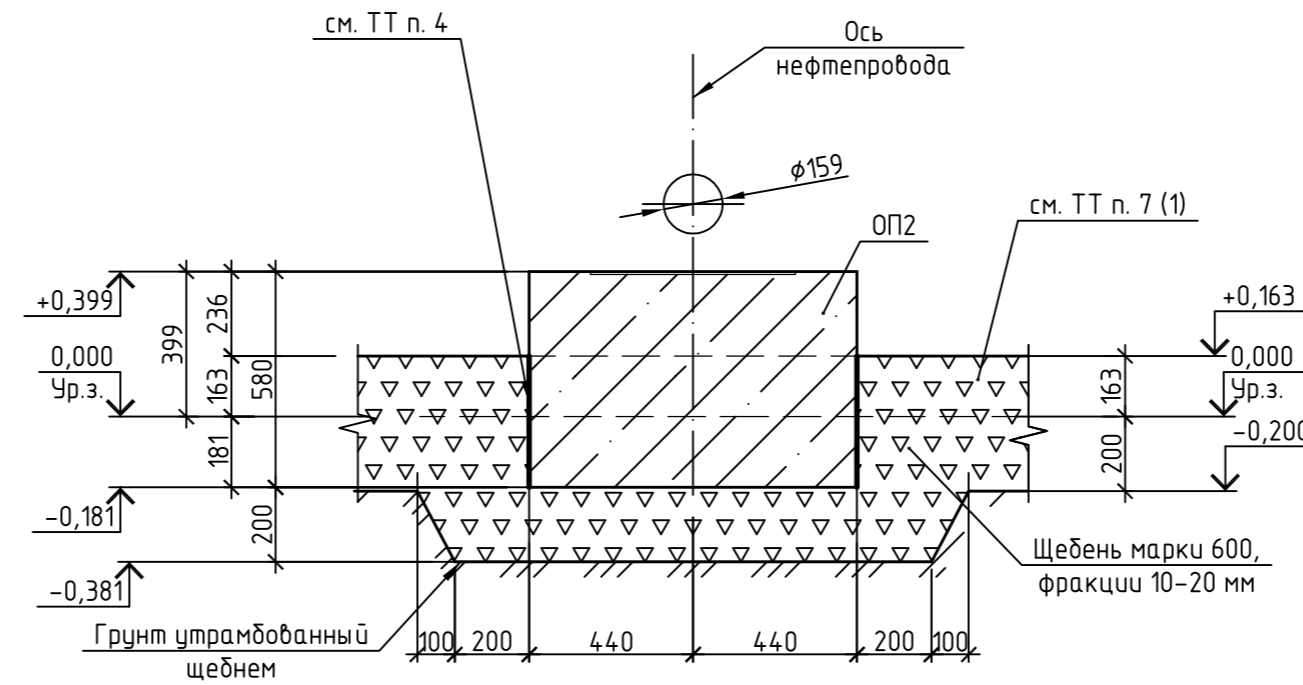
Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Схема расположения элементов узла 2



1-1

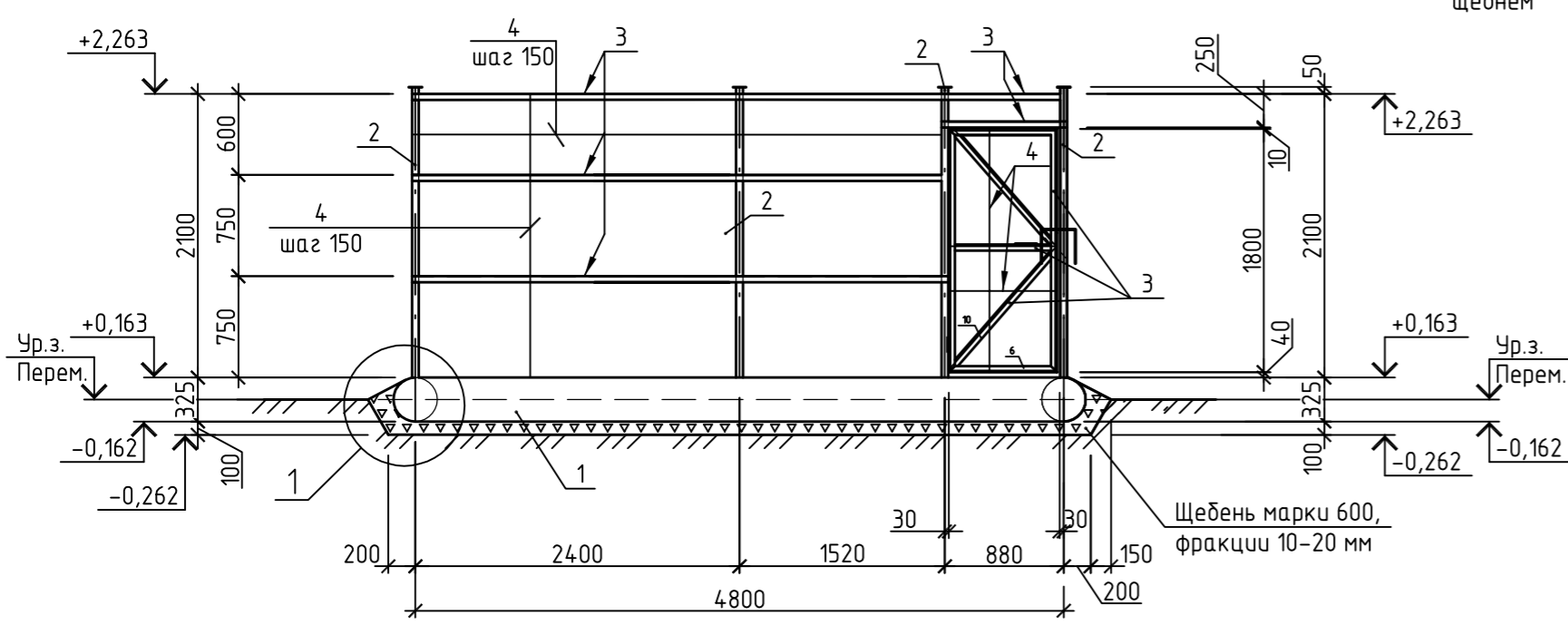
2-2
ОП2



Спецификация к схеме расположения элементов ограждения узла 2

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Ограждение ОП2					
ОП2	ГОСТ 13579-2018	Фундаментный блок ФБС 9.4.6-Т*	1	470,00	В7,5; W4 F200
Ограждение ОП1					
ОМ1		Ограждение узла ОП1	1	1461,10	

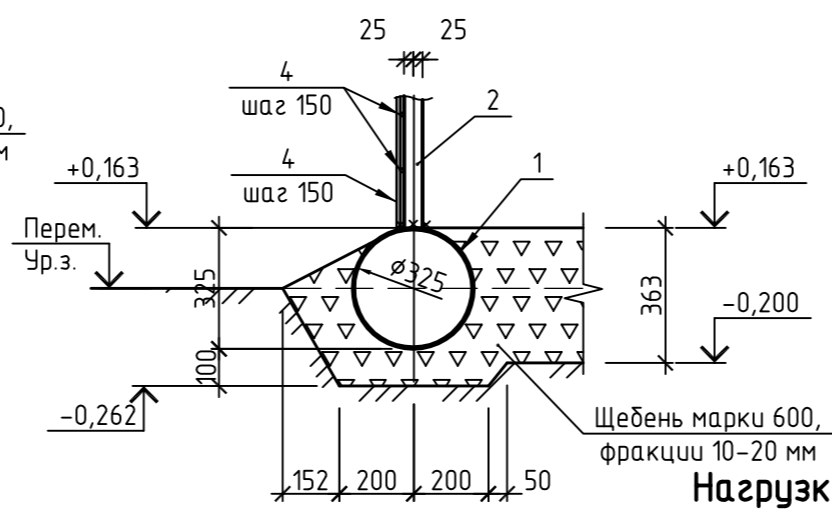
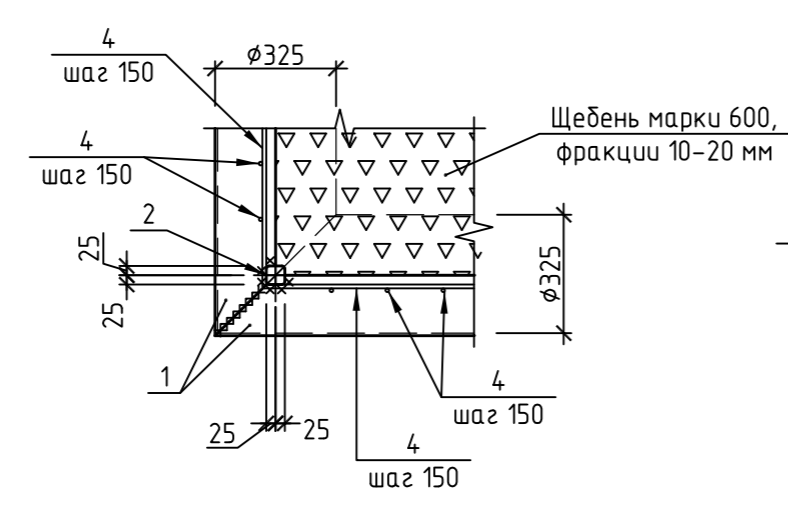
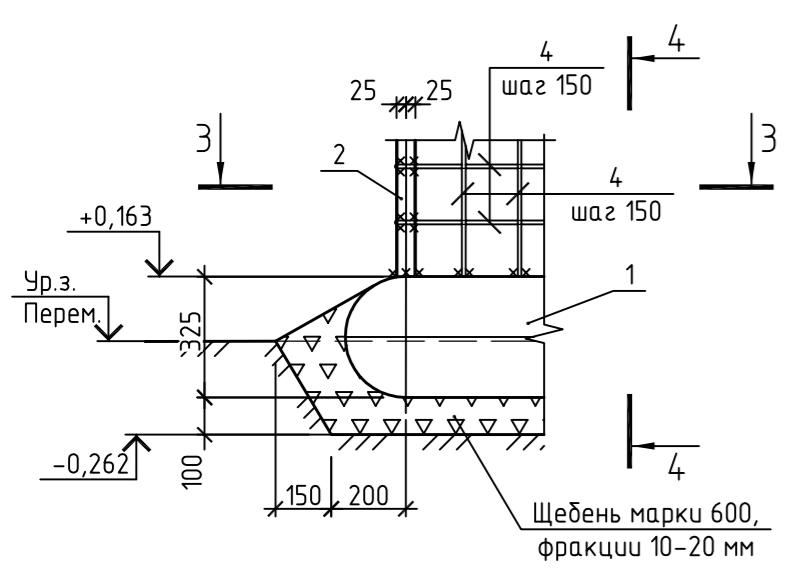
- За относительную отметку 0,000 на узле 2 принята отметка уровня земли 132,71 – ПК2+37,00. Система высот Балтийская.
- Местоположение узла, отметки уровня земли и инженерно-геологический разрез смотреть на планах и профилях трубопровода на чертежах 2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH.
- Фундаментный блок со знаком "*" отличаются от блоков по ГОСТ 13579-2018 наличием закладной детали, устанавливаемой при изготовлении блока.
- Боковые поверхности фундаментного блока соприкасающиеся со щебнем, обмазать битумно-полимерной мастикой за 2 раза.
- Стальные конструкции, находящиеся выше уровня земли, окрасить эмалью ФЕРРА-УР-720 толщиной 60 мкм по грунтовке ФЕРРА-ЭП-018 толщиной 100 мкм. Общая толщина покрытия 160 мкм. Цвет принять по СТП 09-001-2013 ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ". Книга 1.
- Сварка ручная электродуговая ГОСТ 5264-80 электродами Э46 ГОСТ 9467-75. Высоту сварных швов принять по наименьшей толщине свариваемых элементов.
- Стальные конструкции, соприкасающиеся со щебнем, защитить битумно-резиновой мастикой ГОСТ 15836-79 по битумной грунтовке.
- Калитку оборудовать проушинами для замка с антивандальным коробом, выполненным из листового проката толщиной 3 мм ГОСТ 19903-2015 и стали С245 ГОСТ 27772-2015. Размер короба 250x250x150.
- Внутри ограждения щебень засыпать на глубину 0,363 м от верха трубы 325x8 мм.



1

3-3

4-4



Нагрузки на опоры

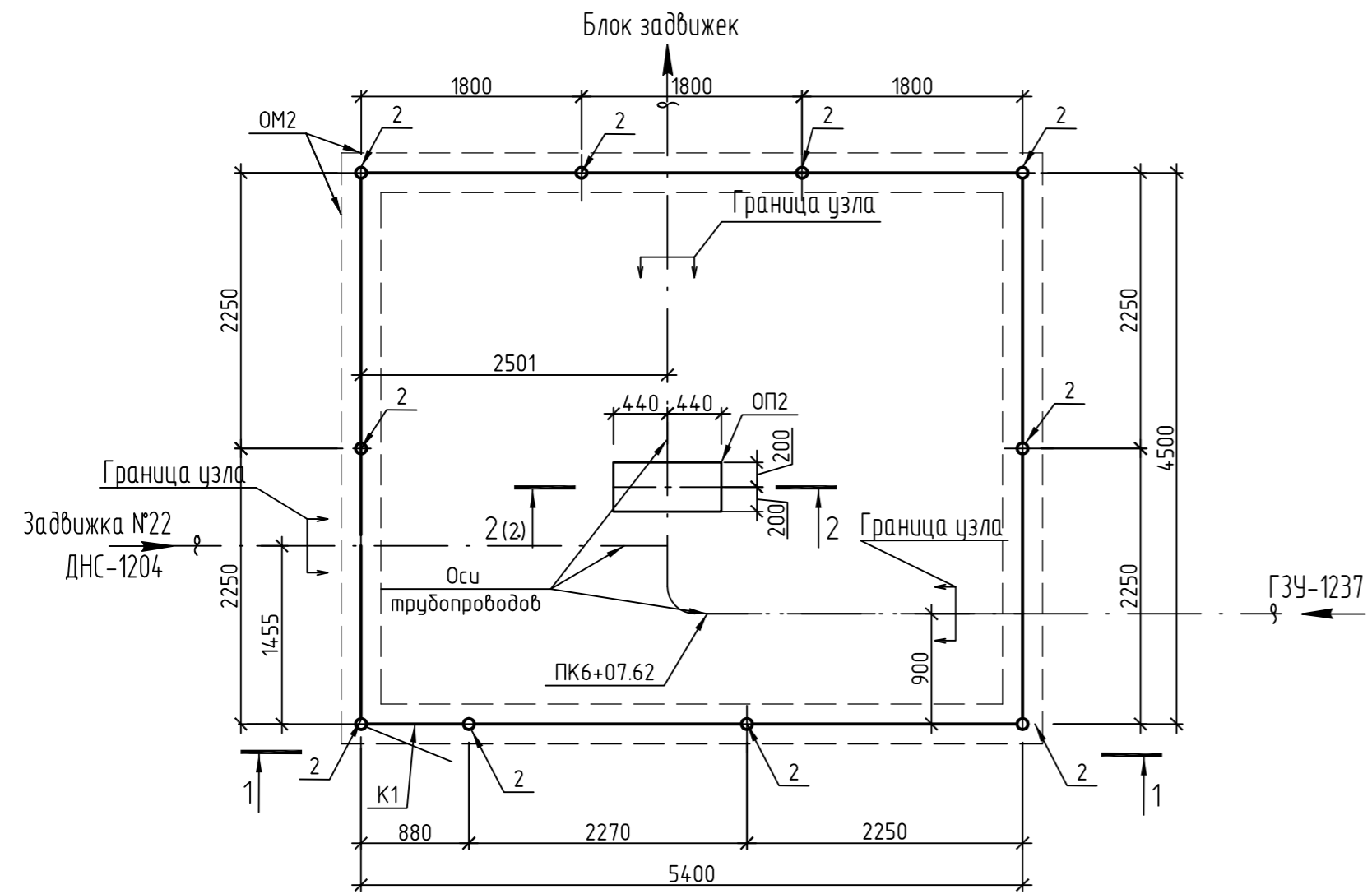
Таблица 2

Схема нагрузок	Марка элемента	Расчетные нагрузки	Нормативные нагрузки
		№, кН	№, кН
	ОП2	2,52	2,1

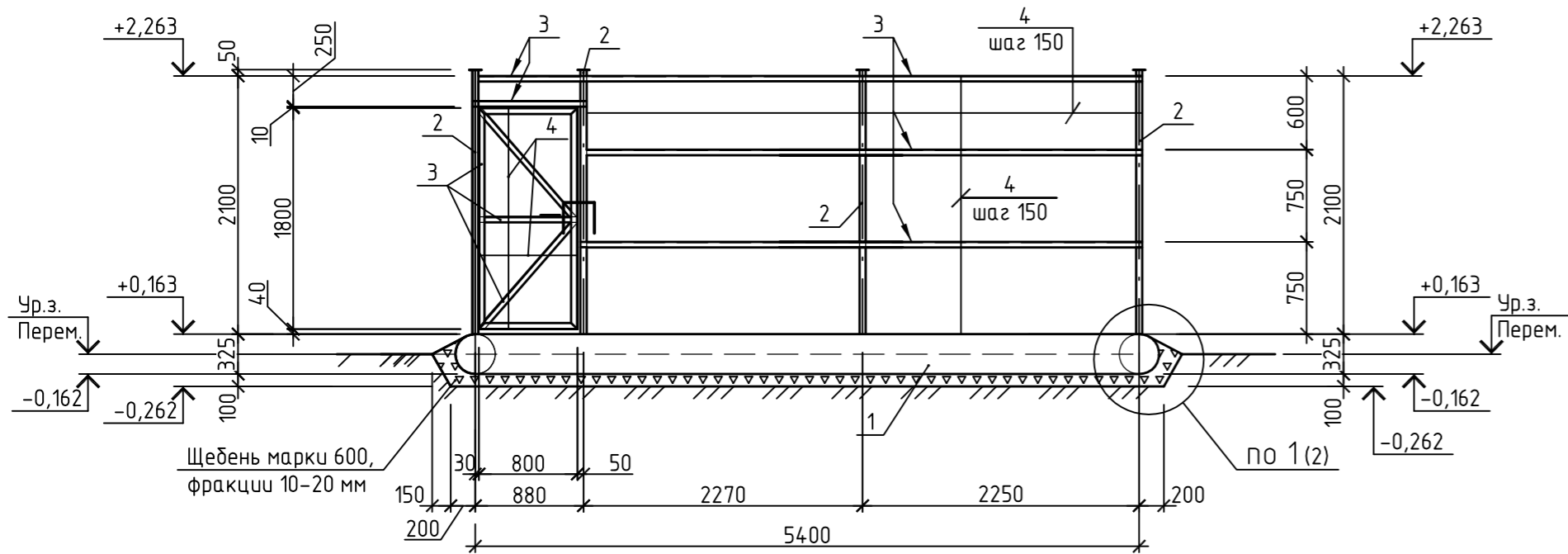
2019/206/ДС110-РД-ТКР2.GCH					
«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Вехова				12.21
Проверил	Мещеряков				12.21
Н. контр.	Мещеряков				12.21

Нефтегазосборный трубопровод			Стадия	Лист	Листов
			П	2	
Схемы расположения элементов узла 2			Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		

Схема расположения элементов узла 3



1-1



Спецификация к схеме расположения элементов узла 3

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Бетонные конструкции					
ОП2	ГОСТ 13579-2018	Фундаментный блок ФБС 9.4.6-Т*	1	470,00	В7,5; W4 F200
Стальные элементы					
ОМ2		Ограждение узла ОМ2	1	1966,60	

Спецификация к схеме расположения элементов ограждения узла 3

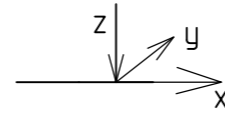
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
				1966,60	
Ограждение ОМ2					
1		Труба 325x8 ГОСТ 10704-91 м.п.	21,10	62,54	
2		Труба 50x50x4 ГОСТ 8639-82 м.п.	21,0	5,56	
3		Уголок 45x45x5 ГОСТ 8509-93 м.п.	59,4	3,37	
4		Прокат 10 ГОСТ 2590-2006 м.п.	535,0	0,617	
К1		Калитка К1	1	37,47	

- За относительную отметку 0,000 на узле 3 принята отметка урбня земли 134,41 – ПК6+07,62. Система высот Балтийская.
- Местоположение узла, отметки урбня земли и инженерно-геологический разрез смотреть на планах и профилях нефтепровода на чертежах 2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH.
- Технические требования смотреть на листе 2.

Нагрузки на опоры

Таблица 3

Схема нагрузок	Марка элемента	Расчетные нагрузки	Нормативные нагрузки
		№, кН	№, кН
N ↓	ОПЗ	7.28	6.07



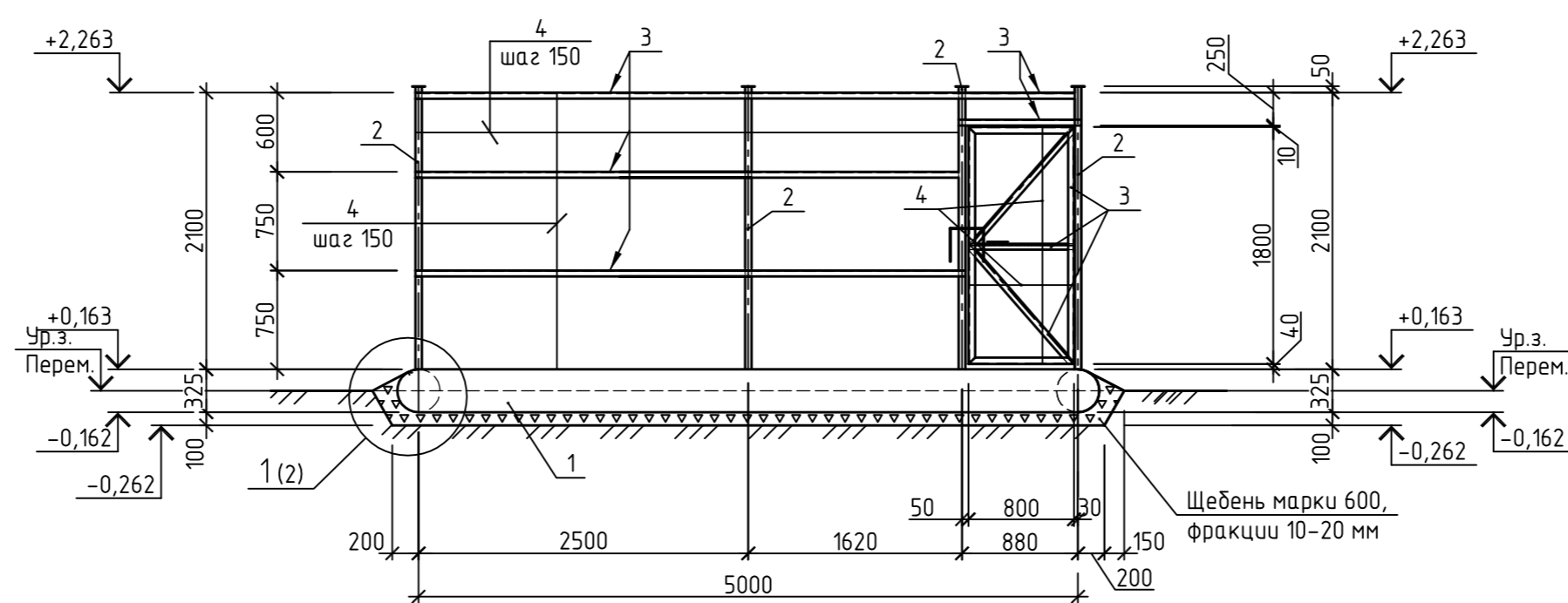
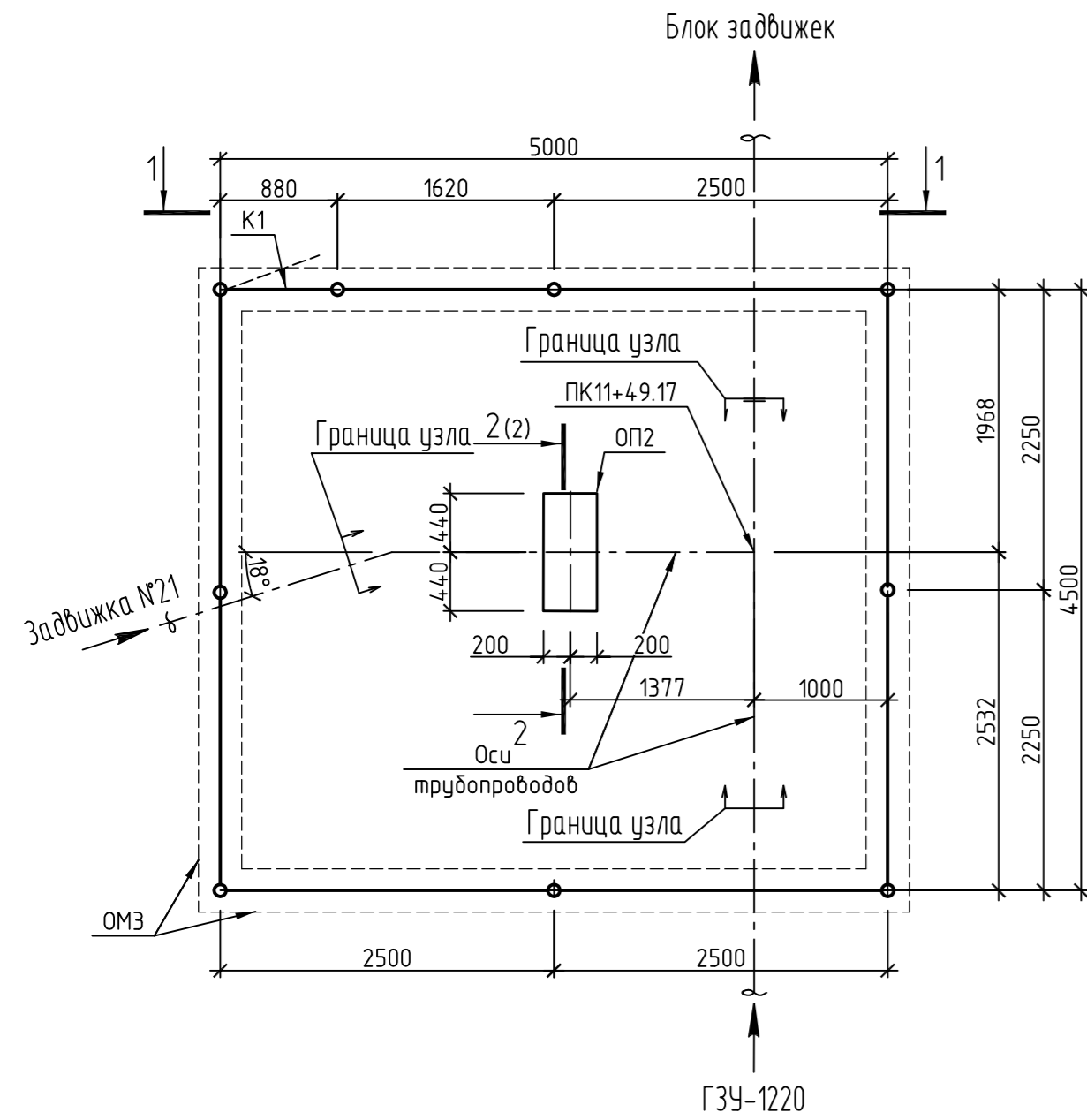
2019/206/ДС110-РД-ТКР2.GCH					
«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Вехова				12.21
Проверил	Мещеряков				12.21
Н. контр.	Мещеряков				12.21

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

Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»

Схема расположения элементов узла 4

1-1



Спецификация к схеме расположения элементов узла 4

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
<u>Бетонные конструкции</u>					
ОП2	ГОСТ 13579-2018	Фундаментный блок ФБС 9.4.6-Т*	1	470,00	В7,5; W4 F200
<u>Стальные элементы</u>					
ОМЗ		Ограждение узла ОМЗ	1	1961,10	

Спецификация к схеме расположения элементов ограждения узла 4

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
				1961,10	
<u>Ограждение ОМЗ</u>					
1		Труба 325x8 ГОСТ 10704-91 встэспб ГОСТ 10705-80 м.п.	21,30	62,54	
2		Труба 50x50x4 ГОСТ 8639-82 В20 ГОСТ 13663-86 м.п.	18,9	5,56	
3		Уголок 45x45x5 ГОСТ 8509-93 С245 ГОСТ 27772-2015 м.п.	55,7	3,37	
4		Прокат ø10 ГОСТ 2590-2006 Стэспб ГОСТ 535-2005 м.п.	544,90	0,617	
К1		Калитка К1	1	37,47	

1. За относительную отметку 0,000 на узле 4 принята отметка уровня земли 134,80- ПК11+49,17. Система высот Балтийская.
2. Местоположение узла, отметки уровня земли и инженерно-геологический разрез смотреть на планах и профилях трубопровода на чертежах 2019/206/ДС110-РД-РРО.ГСН.
3. Технические требования смотреть на листе 2.

Нагрузки на опоры

Таблица 4

Схема нагрузок	Марка элемента	Расчетные	Нормативные
		№, кН	№, кН
N ↓ 	ОП4	2,52	2,1

2019/206/ДС110-РД-ТКР2.ГСН

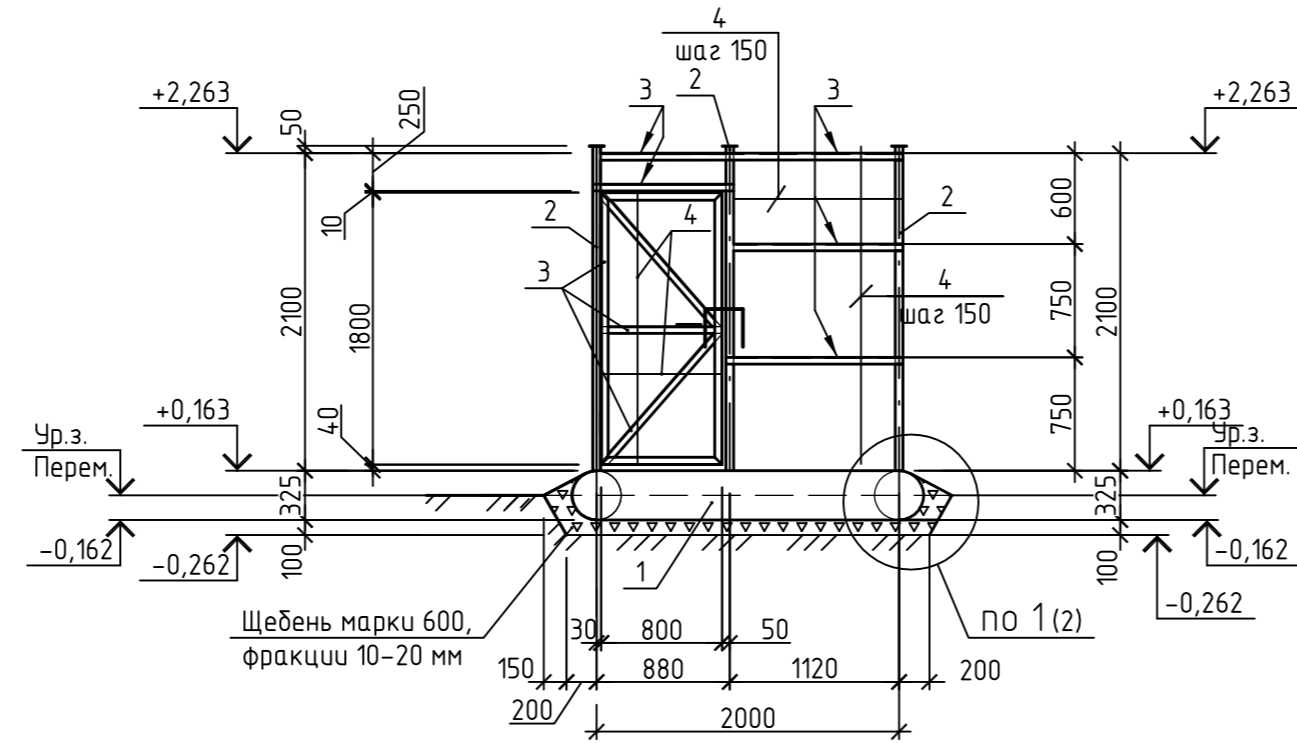
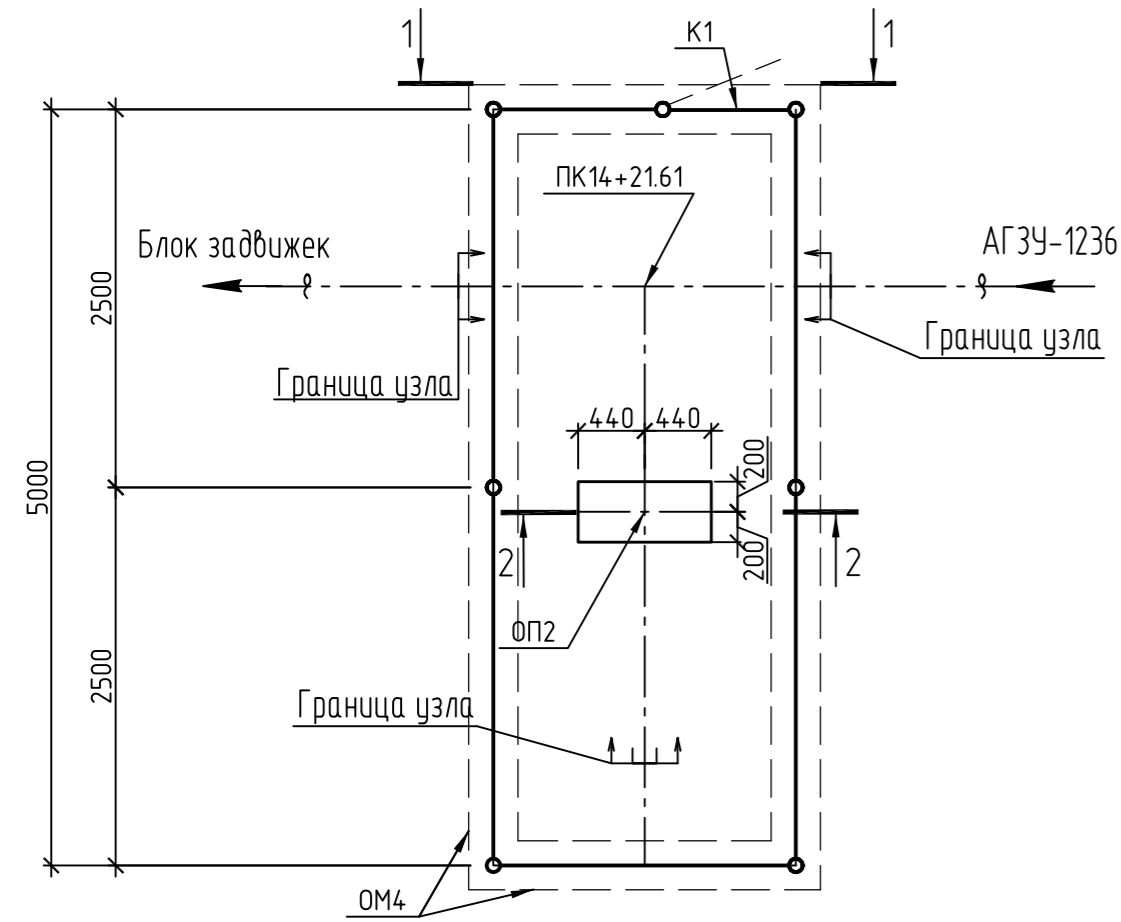
«Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)»

Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Нефтегазосборный трубопровод	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Вехова			12.21			П	4
Проверил		Мещеряков			12.21				
Н. контр.		Мещеряков			12.21	Схема расположения элементов узла 4			

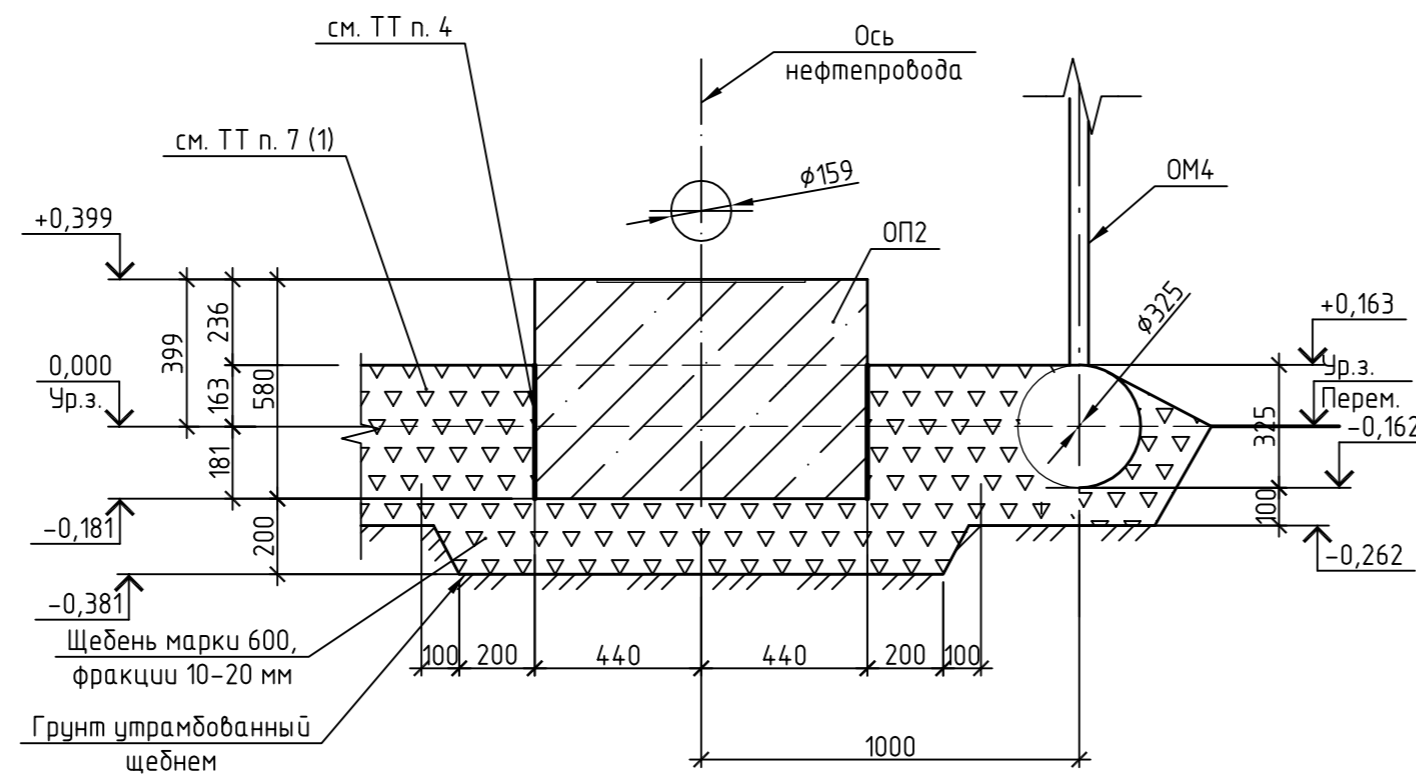
Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"

Схема расположения элементов узла 5

1-1



2-2



Спецификация к схеме расположения элементов узла 5

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Бетонные конструкции			
OP2	ГОСТ 13579-2018	Фундаментный блок ФБС 9.4.6-Т*	1	470,00	B7,5; W4 F200
		Стальные элементы			
OM4		Ограждение узла OM4	1	1411,27	

Спецификация к схеме расположения элементов ограждения узла 5

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Ограждение OM4		1411,27	
1		Труба $\phi 325 \times 8$ ГОСТ 10704-91 м.п.	15,30	62,54	
2		Труба $50 \times 50 \times 4$ ГОСТ 8639-82 м.п.	14,7	5,56	
3		Уголок $45 \times 45 \times 5$ ГОСТ 8509-93 м.п.	42,1	3,37	
4		Прокат $\phi 10$ ГОСТ 2590-2006 м.п.	374,0	0,617	
K1		Калитка K1	1	37,47	

- За относительную отметку 0,000 на узле 5 принята отметка уровня земли 136,04 – ПК14+21,61. Система высот Балтийская.
- Местоположение узла, отметки уровня земли и инженерно-геологический разрез смотреть на планах и профилях трубопровода на чертежах 2019/206/ДС110-PD-PRO.GCH/
- Технические требования смотреть на листе 2.

Нагрузки на опоры

Таблица 4

Схема нагрузок	Марка элемента	Расчетные нагрузки	Нормативные нагрузки
		№, кН	№, кН
N ↓	OP5	4.88	4.07