

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 (2023 г.)»

Проектная документация

Раздел 2 «Проект полосы отвода»

2019/206/ДС110-PD-PPO

Том 2

Договор №

2019/206/ДС110

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021

Изм. инв. №	Взаим. инв. №
Подпись и дата	
Изм. инв. №	

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 (2023 г.)»

Проектная документация

Раздел 2 «Проект полосы отвода»

2019/206/ДС110-PD-PPO

Том 2

Договор №

2019/206/ДС110

Главный инженер

Г.Д.Закиров

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2021

Инд. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №
-------------	----------------	---------------

Обозначение	Наименование	Примечание
2019/206/ДС110-PD-PPO.S	Содержание тома 2	2
2019/206/ДС110-PD-PPO.TCH	Текстовая часть	3
2019/206/ДС110-PD-PPO.GCH	Графическая часть Лист 1 – Ситуационный план Лист 2– План Лист 3 – Продольный профиль ПК0 – ПК14+22,03 Лист 4 – План отмыкания Лист 5 – Укрупненный профиль ПК0-ПК1+135,58 Лист 6 – Укрупненный план ПК1+169.91-ПК2+44,66 Лист 7 – Укрупненный профиль ПК1+169,91-ПК2+44,66 Лист 8 – Укрупненный план ПК5-ПК6+68,23 Лист 9 – Укрупненный профиль ПК5-ПК6+68,23 Лист 10 – Укрупненный план ПК11-ПК12 Лист 11– Укрупненный профиль ПК11-ПК12 Лист 12 – План подхода Лист 13 – Укрупненный профиль ПК13+80,72-ПК14+22,03 Лист 14 – ПК0-ПК0+21,38 Профиль участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №22 Лист 15 – ПК0-ПК1+14,17 Профиль участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №21	

Согласовано:

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

						2019/206/ДС110-PD-PPO.S		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Пастаногова				П	1	1
Проверил		Булдаков				Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		
Н.контр.		Булдаков						
ГИП		Минин						
СОДЕРЖАНИЕ ТОМА 2								

Содержание

1 Основание для проектирования и исходные данные 2

2 Характеристика трассы линейного объекта (описание рельефа местности, климатических и инженерно-геологических условий и искусственных преград, существующих и проектируемых сооружений) 2

2.1 Описание рельефа местности, растительного покрова, естественных и искусственных преград, инженерно-геологических условий 3

2.2 Климатические условия района строительства..... 4

2.3 Опасные природные процессы 5

2.4 Описание существующих и проектируемых сооружений..... 6

2.4.1 Трасса нефтегазосборного трубопровода..... 6

2.4.2 Решения по коррозионной безопасности трубопроводов..... 8

2.5 Протяженность проектируемого трубопровода..... 10

3 Расчет размеров земельных участков, предоставленных для размещения линейных объектов 10

4 Перечень искусственных сооружений, пересечений, примыканий, пересечений инженерных коммуникаций, подлежащих переустройству 13

5 Сведения о радиусах и углах поворота, длине прямых и криволинейных участков, продольных и поперечных уклонах, преодолеваемых высотах 16

6 Расчет размеров земельных участков. Обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях сельскохозяйственного назначения, лесного, водного фондов, землях особо охраняемых природных территорий 17

Таблица регистрации изменений..... 18

Согласовано:	

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

						2019/206/ДС110-PD-PRO.TCH		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разработал	Пастаногова					П	1	18
Проверил	Булдаков					Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»		
Н.контр.	Булдаков							
ГИП	Минин					ПРОЕКТ ПОЛОСЫ ОТВОДА		

1 Основание для проектирования и исходные данные

Настоящая проектная документация разработана в соответствии с требованиями экологических, санитарно-гигиенических, противопожарных и других норм, правил, стандартов, действующих на территории РФ, исходных данных, технических условий, выданных органами государственного надзора и заинтересованными организациями, и обеспечивает безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Проектная документация разработана в соответствии со следующими документами:

- Задание на проектирование по объекту «Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023 г.)», утверждённое Первым Заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И.Мазейным 12.11.2020г;

- Технические условия Управления МЭМО:

- Отдела трубопроводного транспорта от 02.10.2020г.;

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- ст.4 №384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;

- «Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», утвержденное постановлением Правительства РФ №87 от 16.02.2008 года;

- ГОСТ Р 21.101-2013 «Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации».

- СП 131.13330.2018 «Строительная климатология»

- СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений»

- СП 70.13330.2012 «Несущие и ограждающие конструкции»

2 Характеристика трассы линейного объекта (описание рельефа местности, климатических и инженерно-геологических условий и искусственных преград, существующих и проектируемых сооружений)

Проектируемые сооружения входят в сферу производственной деятельности ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В административном положении район работ расположен на территории Красновишерского городского округа Пермского края, ЦДНГ-12, Гагаринского месторождения.

Ближайшие населенные пункты: Цепел, Верх-Язьва.

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, Мысыинское на Гагаринское нефтяное месторождение.

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-ПРО.ТСН	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2.1 Описание рельефа местности, растительного покрова, естественных и искусственных преград, инженерно-геологических условий

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

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

Большую роль в формировании климата района работ играют Уральские горы, которые задерживают влажные массы воздуха, приходящие с Атлантического океана. Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой часто наблюдаются антициклоны с сильно охлажденным воздухом.

В геологическом строении района изысканий до глубины 1,5-10,0м 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 0,1-0,2м, на участках переходов через болото мхом мощностью 0,2м.

По почвенному районированию Пермской области территория изысканий относится к Чердынско-Гайнско-Соликамскому району песчаных и супесчаных подзолистых и дерново-подзолистых и торфяно-болотных почв.

Согласно ботанико-географическому районированию Пермского края территория относится к району среднетаежных пихтово-еловых лесов с преобладанием Камско-Печорско-Западноуральских пихтово-еловых лесов.

При проведении инженерно-геологического рекогносцировочного обследования опасных физико-геологических процессов не выявлено.

На основании материалов бурения скважин, результатов лабораторных исследований проб грунтов, с учётом их происхождения, текстурно-структурных особенностей, в геолого-литологическом разрезе изысканного района, согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2020, выделены следующие инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – насыпной грунт: песок мелкий ($tQiv$);

ИГЭ-1а – насыпной грунт: щебень известняка, мергеля ($tQiv$);

ИГЭ-2 – торф сильноразложившийся (bQ);

ИГЭ-3 – песок мелкий (aQ).

Категория сложности инженерно-геологических условий района изысканий, в соответствии с приложением Г СП 47.13330.2016, - средняя (II).

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №	2019/206/ДС110-PD-ПРО.ТСН	Лист
										3

2.2 Климатические условия района строительства

По схематической карте климатического районирования территории Российской Федерации для строительства район работ относится к строительно-климатическому подрайону IV.

Климат рассматриваемой территории континентальный, с холодной, продолжительной зимой, теплым, но сравнительно коротким летом, ранними осенними и поздними весенними заморозками. Зимой на Урале часто наблюдается антициклон с сильно охлажденным воздухом. Охлаждение воздуха в антициклонах происходит, главным образом, в нижних слоях, одновременно уменьшается влагосодержание этих слоев. С высотой температура воздуха в зимнее время обычно возрастает.

Климатические характеристики:

Абсолютный минимум температуры воздуха достигает -52°C .

Абсолютный максимум температуры воздуха достигает $+36^{\circ}\text{C}$.

Средняя температура самого холодного месяца $-18,2^{\circ}\text{C}$, средняя максимальная температура самого жаркого месяца $+17,5^{\circ}\text{C}$.

Максимальная среднемесячная относительная влажность воздуха в районе отмечается в ноябре 89 %, минимальная – в мае 61 %, средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца (января) составила 84%, наиболее теплого месяца (июля) – 68 %.

Осадки

Максимальная часть осадков выпадает в июне и июле.

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 81 мм.

Ветровой режим

В период с декабря по февраль преобладают ветры южного направления, а в период с июня по август – западного направления.

Согласно СП 20.13330.2016:

- ветровая нагрузка – (I район), нормативное значение ветрового давления w_0 в зависимости от ветрового района составляет 0,23 кПа;

Снежный покров

Снежный покров является одним из важнейших факторов, влияющих на формирование климата. В результате излучения воздух над снежной поверхностью сильно охлаждается, а весной большое количество тепла затрачивается на таяние снега.

Снежный покров предохраняет почву от глубокого промерзания, регулируя тепловое состояние верхних слоёв почвы.

Согласно СП 20.13330.2016:

– снеговая нагрузка – (VI район), нормативное значение веса снегового покрова S_g составляет 3,0 кН/м².

Наибольшая высота снежного покрова за зиму составляет: средняя - 89см, максимальная – 119 см, минимальная – 53см.

Интв. №подл.	Подпись и дата	Взаим. интв. №							2019/206/ДС110-PD-ПРО.ТСН	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

2.3 Опасные природные процессы

Согласно общему сейсмическому районированию территории Российской Федерации ОСР-2015 и карты ОСР-2015-В (СП 14.13330.2018) 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 14.13330.2018 категория грунтов по сейсмичности – III.

В период изысканий (июль 2021г.) подземные воды вскрыты на глубине 0,0-3,5м (абс.отм. 128,1-134,7м) от поверхности земли в почвенно-растительном и моховом слое, торфах и песках. Установившийся уровень подземных вод зафиксирован на тех же глубинах.

По подтопляемости территории согласно СП 11-105-97, ч. II район работ 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.

По степени морозной пучинистости в пределах глубины промерзания:
- песок мелкий ИГЭ-3 – слабопучинистый грунт;

Торфы по степени морозоопасности приняты как сильнопучинистые (с учётом обводнённости грунтов и степени влажности $S_r > 0,8$).

При инженерно-геологической оценке территории основное внимание уделяется физико-геологическим и техногенным процессам. Степень распространения и интенсивность проявления этих процессов во многом определяет устойчивость геологической среды к техногенным воздействиям. В исследуемом районе характерными инженерно-геологическими процессами являются процессы заболачивания, подтопления, который характеризуется высоким уровнем грунтовых вод и пучинистость грунтов.

Подземные воды обладают слабой углекислотной и выщелачивающей агрессивностью, слабой и средней общекислотной к бетону нормальной проницаемости, неагрессивные к арматуре ж/б конструкций при периодическом смачивании и при постоянном погружении. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 подземные воды обладают высокой коррозионной агрессивностью к свинцовой оболочке кабеля и средней коррозионной агрессивностью к алюминиевой оболочке кабеля.

Поверхностные воды обладают средней общекислотной агрессивностью к бетону нормальной проницаемости, неагрессивные к арматуре ж/б конструкций при периодическом смачивании и при постоянном погружении. По отношению к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода среда среднеагрессивная. Согласно табл. П 11.2 и П 11.4 РД 34.20.508 поверхностные воды обладают высокой коррозионной

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	2019/206/ДС110-PD-ПРО.ТСН	Лист
													5
Ивн.	№подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №										

агрессивностью к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов под оголенной от снега поверхностью в данном районе составляет:

- для песков - 2,14м.

- максимальная глубина промерзания неосушенного низинного болота составляет 39см.

Согласно СП 47.13330.2016, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий - II (средней сложности).

2.4 Описание существующих и проектируемых сооружений

2.4.1 Трасса нефтегазосборного трубопровода

Трасса изыскана с общим направлением на северо-запад.

До ВУ-1 (ПК0+26.48) трасса следует в юго-восточном направлении, далее поворачивает на восток, на ВУ-2 (ПК0+65.11) трасса нефтегазосборного трубопровода поворачивает на север, на ВУ-3 (ПК1+40.91) на запад, а на ВУ-4 (ПК1+78,87) меняет направление на север.

На ВУ-5 (ПК1+161.41) трасса нефтегазосборного трубопровода поворачивает налево. Номера улов 6 и 7 не используются. Протяженность участка ПК1-ПК2 L= 207.56 метров. На ВУ-8 (ПК2+05.24) – трасса поворачивает на восток, на ВУ-9 (ПК6+07.62) трасса нефтегазосборного трубопровода поворачивает на север, на ВУ-10 (ПК6+42.29) трасса поворачивает налево, далее на ВУ-11 (ПК7+12.21) и на ВУ-12 (ПК9+17.79) – направо, а на

ВУ-13 (ПК13+15.91) и ВУ-14 (ПК13+65.51) – налево. На ВУ-15 (ПК13+99.05) – Угол не используется. Далее трасса разбита камерально L=21,66м, на ПК14+04 задан угол ВУ-16а У-20° пр. В конце трассы выполнена врезка в существующий трубопровод нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237-блок задвижек».

Глубина заложения нефтегазосборного трубопровода вне постоянных проездов принята из обеспечения устойчивости трубопровода в зависимости от свойств грунта и климатических условий, но не менее 0,8 м до верха трубы, в болотистой местности – не менее 0,6 м до верха трубы в соответствии с СП 284.1325800.2016 п.9.3.1. Глубина сезонного промерзания грунтов для песков составляет 2,14м, для низинного болота -39см.

При пересечении проектируемого нефтегазосборного трубопровода с существующими подземными трубопроводами открытым способом расстояние в свету должно быть не менее 0,35 м.

При пересечении с существующими подземными силовыми кабелями 0,4 кВ – не менее 0,5 м. Пересечение с существующими подземными коммуникациями предусматривается под углом близким 60°. Разработка траншеи производится вручную по 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода или кабеля.

Расстояние нефтегазосборного трубопровода от действующих трубопроводов при параллельной прокладке принято согласно СП 284.1325800.2016 п.8.7.

Ив. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Прокладка участков трубопроводов существующим трубопроводам предусмотрена на расстоянии между осью проектируемого трубопровода и осью существующего трубопровода не менее 5 м в соответствии с таблицей 8 СП 284.1325800.2016.

Расстояние трубопровода от существующих сооружений принято согласно СП 284.1325800.2016 п. 6.6, табл.7. Расстояние до ближайшего населенного пункта село Немзя составляет 8,94 км, при допустимом минимальном расстоянии 75 м для нефтепроводов III-го класса. Расстояние от отсыпки куста эксплуатируемых нефтяных скважин: куста №4 составляет 947м, куста №3 – 637м, куста №6 – 90м, при допустимом наименьшем расстоянии для нефтепровода III класса 30м.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод проложен параллельно существующей межпромысловой дороге с щебенистым покрытием на минимальном расстоянии – 19 м, при допустимом наименьшем расстоянии 10м.

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод проложен параллельно существующей ВЛ-6 кВ на минимальном расстоянии – 13 м, при допустимом наименьшем расстоянии 10м.

Угол пересечения ВЛ-6 кВ с подземными трубопроводами не нормируется.

При пересечении ВЛ-6 кВ нефтегазосборным трубопроводом расстояние от ВЛ-6 кВ принято:

- при горизонтали при сближении и параллельном следовании от крайнего неотклоненного провода и основания ВЛ до любой части трубопровода – не менее 10 м;

- при пересечении, сближении и параллельном следовании от основания или любой подземной части (фундаментов) опоры ВЛ до любой части трубопровода – не менее 5 м.

Переход через автомобильные дороги выполнен согласно п. 10.4, п.10.4.2, п. 10.4.3 СП 284.1325800.2016.

Пересечение с автодорогами предусматривается закрытым способом, с углом пересечения близким к 90°, но не менее 60° в защитном кожухе.

При переходе через водную преграду прокладка предусматривается подземной на 0,5м ниже прогнозируемого размыва дна ручья (в течении 25 лет), но не менее 1,0 м от естественных отметок дна водоема.

На обводненных участках, на переходе через ручей для нефтегазосборного трубопровода диаметром 159 предусматривается монтаж текстильных контейнеров КТБ-160. Текстильные контейнеры КТ-заполняются грунтом по трассе.

Для предотвращения размыва дна ручья по траншее проектом предусмотрены укрепительные работы вдоль трубопровода в русловой части каменной наброской высотой не менее 45см и шириной не менее размеров траншеи по верху.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопроводов, согласно правилам охраны магистральных трубопроводов, п. 4.1, установлена охранная зона:

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-РРО.ТСН						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

- вдоль трассы трубопровода в виде участка земли шириной по 25м в каждую сторону от оси трубопровода.

Для возможности отключения участков трубопровода в процессе эксплуатации на время проведения ремонтных работ, а также на подключении трубопроводов от ГЗУ-1248, ГЗУ-1245 согласно СП 284.1325800.2016 п.9.2.1 предусматривается установка секущих полнопроходных задвижек (DN 150 PN 4,0 МПа).

На подключении трубопровода от ГЗУ-1245 для предотвращения обратных перетоков жидкости перед секущей задвижкой по направлению потока предусматривается установка обратного клапана (DN 150 PN 4,0 МПа).

Узлы запорной арматуры располагаются в непосредственной близости от существующих автодорог и обеспечены круглогодичным доступом.

Узлы задвижек размещаются в ограждениях с надписями, с номерами согласно оперативной схеме и с указателями направления вращения на закрытие и открытие, а также с указателями положений с надписями: «Закрыто» и «Открыто».

2.4.2 Решения по коррозионной безопасности трубопроводов

Согласно ГОСТ Р 51164-98 (п.3.3, п.5.1) при всех способах прокладки, кроме надземной, все трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами электрохимической защиты, независимо от условий эксплуатации и коррозионной агрессивности грунта.

Согласно ГОСТ Р 51164-98 (п. 5.2, п. 5.5) средства электрохимической защиты трубопроводов, предусмотренные проектом, следует включать в работу в зонах блуждающего тока в течение периода не более месяца после укладки и засыпки участка трубопровода, а в остальных случаях - в течение периода не более 3 месяцев после укладки и засыпки участка трубопровода.

Перерыв в действии каждой установки систем электрохимической защиты допускается при проведении регламентных и ремонтных работ не более одного раза в квартал (до 80 ч). При проведении опытных или исследовательских работ допускается отключение электрохимической защиты на суммарный срок не более 10 суток в год.

Согласно п.4.5 ГОСТ 9.602-2016 «Все виды защиты от коррозии, предусмотренные проектом строительства, принимают в эксплуатацию до сдачи в эксплуатацию сооружений».

Защита трубопроводов от коррозии обеспечивает их безаварийную работу на весь период эксплуатации.

Согласно п.6.7 ГОСТ 9.602-2016 «Катодная поляризация обеспечивается средствами электрохимической защиты: установками катодной защиты, поляризованными и усиленными дренажами, протекторными установками».

Установки катодной защиты и протекторные установки применяют при защите подземных сооружений от коррозии в почвенно-грунтовых водах и грунтах, биокоррозии, коррозии переменными токами промышленной частоты и при защите от коррозии блуждающими постоянными токами.

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							Лист
			2019/206/ДС110-PD-ПРО.ТСН						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Для поддержания защитного потенциала на проектируемых трубопроводах проектом предусматривается подключение сборного нефтепровода к проектируемой станции катодной защиты (СКЗ). Проектируемая СКЗ устанавливается на месте существующей СКЗ «Куст № 2» в районе АГЗУ-1237 на проектируемом постаменте в ограде 2х3м. Существующую СКЗ марки В-ОПЕ демонтировать из-за сильного морального и физического износа. Запитать проектируемую СКЗ от существующей ТП-0502 кабелем ВБШВ-1-3х6 с прокладкой в траншее, см. черт. 2019/206/ДС110-PD-ТКР4.GCH.

Анодное заземление станции находится в рабочем состоянии.

Отсоединить от клеммы «+» существующей СКЗ кабель анодного заземления, отсоединить от клеммы «-» дренажные кабели.

После установки проектируемой СКЗ подключить к клемме «+» существующий кабель анодного заземления. Подключить к клемме «-» существующие дренажные кабели и проектируемый дренажный кабель.

Точка дренажа на проектируемый трубопровод «ГЗУ-1237 – блок задвижек» выполняется медным кабелем ВКШв-1-1х35мм² с покрытием лентой сигнальной ЛСЭ. Подсоединение кабеля ЭХЗ к трубопроводу предусмотрено в контактном устройстве типа КИП.ПСС через блок дренажной защиты типа БДРМ.

КИП.ПСС оборудовать неполяризуемым медно-сульфатным электродом длительного действия с датчиком электрохимического потенциала. Установка ЭНЕС выполняется в соответствии с прилагаемыми инструкциями завода-изготовителя.

Кабельная линия дренажного кабеля прокладывается в земляной траншее на глубине 0,8м от поверхности земли с подсыпкой из песка и засыпкой из слоя мелкой земли, не содержащей камней, строительного мусора и шлама. В соответствии с серией А5-92 принят тип траншеи – Т1. Дренажный кабель проложить с покрытием лентой сигнальной ЛСЭ-250. При пересечении с подземными коммуникациями и дорогами кабель прокладывается в двустенных гофрированных трубах для электропроводки с протяжкой из ПНД/ПВД.

Для поддержания защитного потенциала на трубопроводе «задвижка №21 - т.вр «ГЗУ-1237 - блок задвижек» (врезается в трубопровод «ГЗУ-1237 – блок задвижек») проектом предусматривается наведение защитного потенциала с помощью проектируемой СКЗ путём подсоединения «метал-метал» с трубопроводом «ГЗУ-1237 – блок задвижек». Для обеспечения описанных мероприятий дополнительных средств электрохимзащиты не требуется.

Подсоединение кабеля ЭХЗ к наружной поверхности проектируемых трубопроводов выполняется во время СМР вблизи сварного шва. Для исключения повреждения внутреннего изоляционного покрытия высокими температурами термитной сварки подсоединение выполняется в зоне перекрытия защитной втулкой.

Для обеспечения электрохимической защиты на кожухах проектом предусматривается совместная защита от проектируемой СКЗ путём их подсоединения к проектируемому трубопроводу кабелем ВБШВ в контактных устройствах типа КИП.ПСС через блоки диодно-резисторные БДРМ с

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

медносульфатными неполяризуемыми электродами сравнения ЭНЕС-4М.

Контрольные замеры выполняются в проектируемых контактных устройствах и контрольно-измерительных пунктах (КИП). КИПы устанавливаются по трассе трубопровода через 500 метров.

Максимальный защитный потенциал на проектируемых трубопроводах не должен превышать, согласно табл. 5 ГОСТ Р51164-98, $\varphi = -1,15В$, а минимальный защитный потенциал, согласно табл. 4 ГОСТ Р51164-98, $\varphi = -0,85В$.

2.5 Протяженность проектируемого трубопровода

Протяженность проектируемого нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237-блок задвижек» составляет $L=1529,17м$, участка нефтегазосборного трубопровода «Куст №3,4 т.вр. «ГЗУ-1237-блок задвижек» составляет $L=42 м$, участка нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек" составляет $L=21,38м$, участка нефтегазосборного трубопровода "Задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек" составляет $L=114,17м$.

Строительство нефтегазосборного трубопровода и участков нефтегазосборного трубопровода предусматривается из труб стальных электросварных тип 1 – $159 \times 5,0$ – сталь В20(К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним двухслойным эпоксидным покрытием, с втулками для внутренней защиты сварных соединений.

План проектируемого нефтегазосборного трубопровода приведен на чертеже 2019/206/ДС110-PD-РРО.ГСН.Н-2.

3 Расчет размеров земельных участков, предоставленных для размещения линейных объектов

С целью рационального использования земель проектом предусматривается минимальное использование земель для строительства трубопроводов. Проектом предусматривается использование земельных площадей на период строительства и на период эксплуатации. Площадки для стоянки техники предусмотрено располагать в пределах полосы временного отвода.

Временные площадки для складирования отходов и металлолома, образующихся при строительстве, должны соответствовать требованиям СанПиН 2.1.7.1322-03.

Временные площадки складирования материалов и изделий проектом предусмотрено размещать в пределах временного отвода. Временные бытовые помещения располагаются в блок - контейнерах на шасси грузовых прицепов.

Место расположения временных инвентарных зданий и сооружений уточняется на стадии ППР по согласованию с эксплуатирующими организациями.

Для строительства трубопроводов выделяется полоса отвода, в пределах которой выполняется весь комплекс строительно-монтажных работ.

В пределах полосы отвода на период строительства предусматривается

Ивн. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-РРО.ТСН	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

движение транспорта и всех машин и механизмов, с помощью которых ведется монтаж трубопровода.

Ширина строительной полосы на период строительства трубопровода – 27,5 м. см. рисунок 3.1.

Ширина строительной полосы на период строительства кабеля – 6 м. см. рисунок 3.2.

Ширина строительной полосы на период демонтажа трубопровода составляет – 19 м см. рисунок 3.3

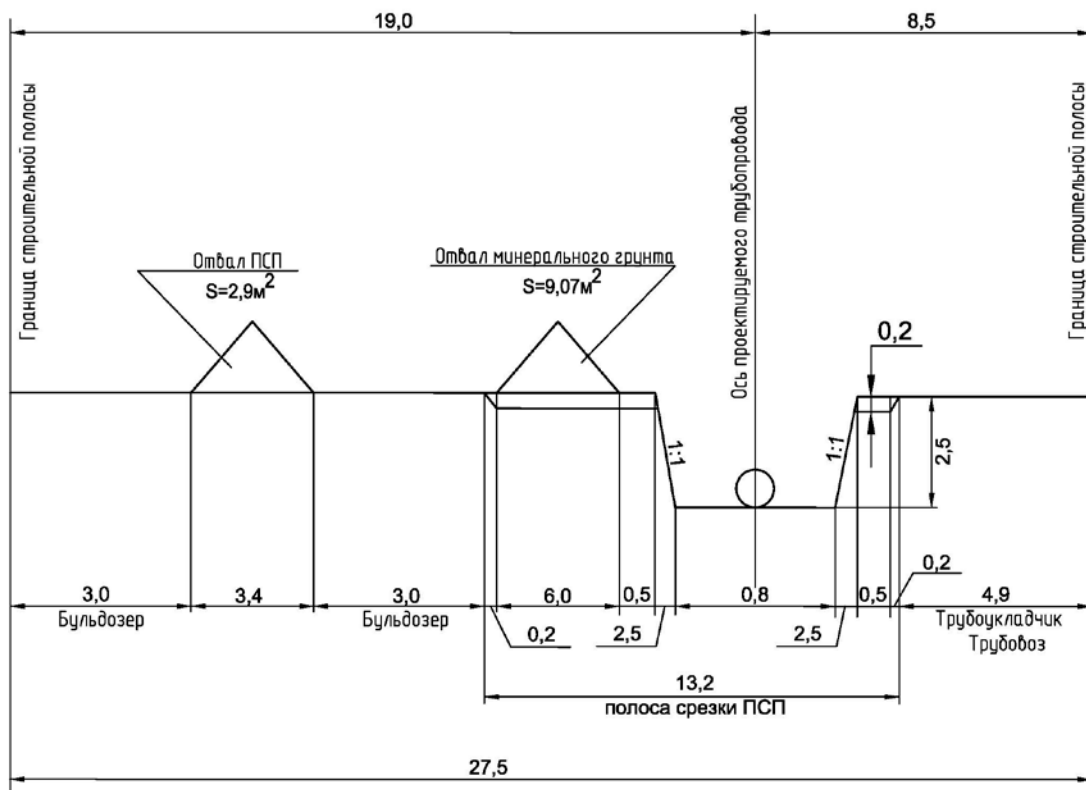


Рисунок 3.1.

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

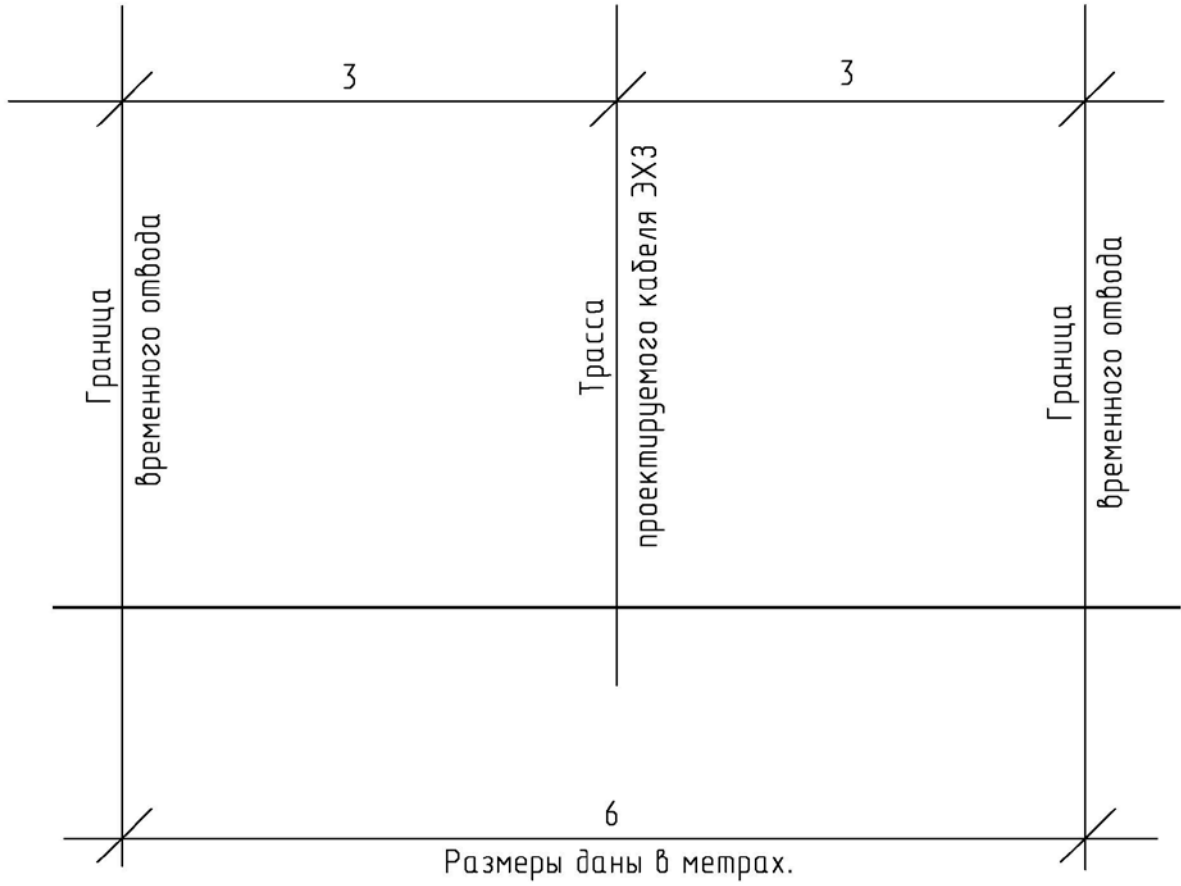


Рисунок 3.2.

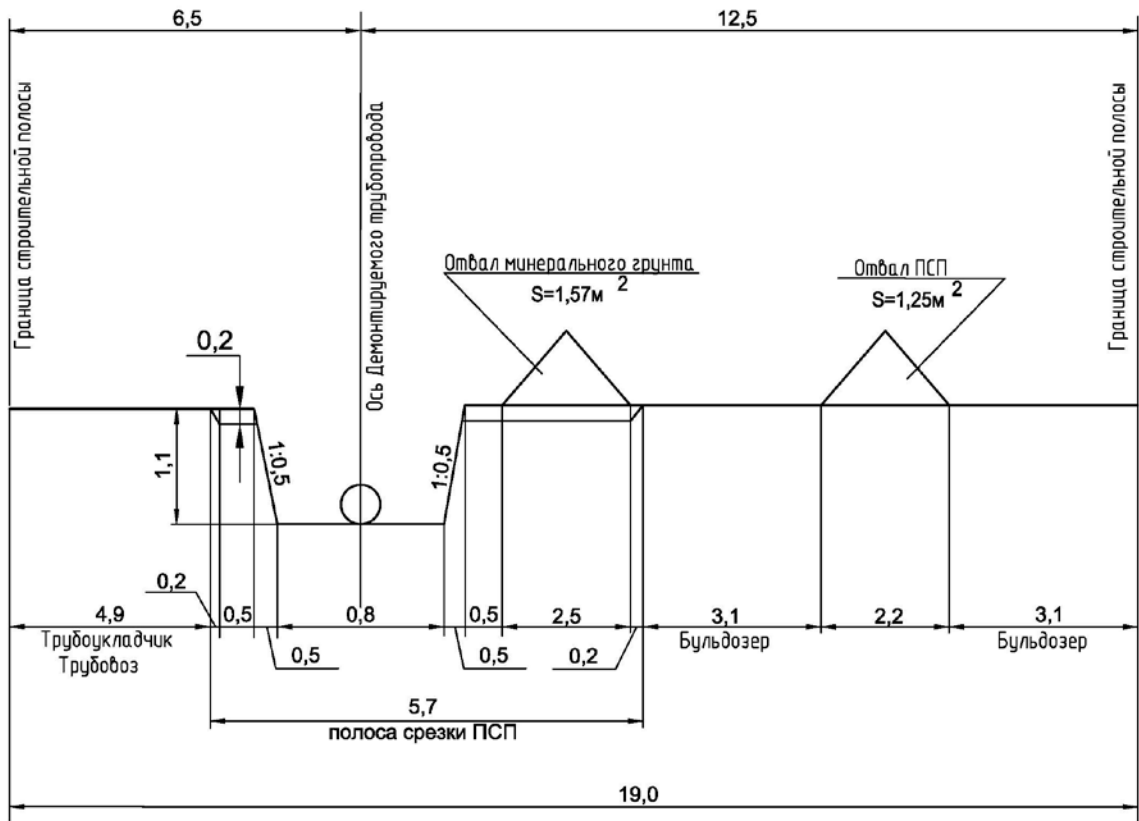


Рисунок 3.3.

Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

4 Перечень искусственных сооружений, пересечений, примыканий, пересечений инженерных коммуникаций, подлежащих переустройству

Таблица 4.1 - Перечень пересечений проектируемого нефтегазосборного трубопровода с надземными и подземными коммуникациями.

N п/п	К/М	На участке		Угол пересечения	Наименование трубопровода и его назначение (надземного или подземного)	Направление, откуда и куда	Какой организации принадлежит трубопровод	Диаметр	Отметка пов-ти земли в точке пересечения	Отметка верха трубы (глубина заложения)	примечание
		ПК	+								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237- блок задвижек»											
1	1	0	0	90	нефтепровод	АГЗУ-1237- ДНС-1204"Гагаринская	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.159	135,35	135,60	
2	1	0	4,9	87	нефтепровод	скв.302 – АГЗУ1237	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.114	134,94	1,2	
3	1	0	6,6	87	нефтепровод	куст 2 – АГЗУ1237	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	6*ст.114	134,93	1,2	
4	1	0	6,6	77	кабель 0.4кВ	КТП0502 – трансформатор	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»		134,93	0,6	
5	1	0	87,8	60	нефтепровод	куст 2 – АГЗУ1237	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	7*ст.114	134,77	1,2	
6	1	1	74,6	90	нефтепровод	АГЗУ-1237 – ДНС-1204"Гагаринская"	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.159	133,60	1,1	
7	1	1	169,9	75	водовод	<u>т.вр.</u> – куст 4	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ПАТ95	132,03	2,5	
8	1	2	26,3	72	водовод	куст2/1,5 – куст3	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ПАТ125	133,08	2,5	

9	1	6	7,6	90	проектир. Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «задвижка №22 – <u>т.вр.</u> «ГЗУ-1237- блок задвижек»				134,41		
10	1	6	15,7	90	нефтепровод	АГЗУ-1237 – ГЗУ-1236	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.159	134,35	1,1	
11	1	6	26,5	89	водовод	куст 1 – <u>т.вр.</u>	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ПАТ140	134,66	2,8	
12	2	11	50,0	72	проектир. трасса участка нефтегазосборного трубопровода «задвижка №21 – <u>т.вр.</u> «ГЗУ-1237- блок задвижек»				134,80		
13	2	14	14,8	83	водовод	куст 1 – <u>т.вр.</u>	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ПАТ140	136,17	2,8	
14	2	14	22,03	84	нефтепровод	АГЗУ-1237 – ГЗУ-1236	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.159	135,97	1,2	

2.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «задвижка №22 – <u>т.вр.</u> «ГЗУ-1237- блок задвижек»											
1	0	0	0	88	нефтепровод	узел задвижек- <u>т.вр.</u>	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.159	134,86	135,68	
2	0	0	21,4	90	проектир. трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237- блок задвижек»				134,41		
3.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «задвижка №21 – <u>т.вр.</u> «ГЗУ-1237- блок задвижек»											
1	0	1	14,2	55	нефтепровод	АГЗУ-1237 – ГЗУ-1236	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.159	134,36	135,71	
2	0	0	23,6	75	водовод	куст 1 – <u>т.вр.</u>	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ПАТ140	134,85	2,8	

3	0	0	0	72	проектир. трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237- блок задвижек»				134,80		
4.Трасса ЭХЗ-1											
1	0	0	4,8	56	нефтепровод	АГЗУ-1237 – ГЗУ-1236	ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	ст.159	135,03	1,1	

Взаим. инв. №



Подпись и дата

Инв. №подл.

Таблица 4.2 - Перечень пересечений проектируемого нефтегазосборного трубопровода с дорогами.

N п/п	Пикетное значение		Название дорог, категория, принадлежность	Километраж автодороги в месте пересечения с трассой, км	Вид покрытия	Схема перечня пересечения пересекаем. дороги	Угол пересечения, градус	Ширина, м		Отметка проезжей части
	ПК	+						земляного полотна	проезжей части	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.Трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237- блок задвижек»										
1	1	28,1	межпромысловая куст5 – куст2 Вкат., ООО «Лукойл-Пермь» г. Пермь, Ленина,62, оф.663, т.8(3422)33-66-67		щебень	—+—+—	86	5,0	5,0	135,20
2	0	58,3	межпромысловая куст5 – куст3 Вкат., ООО «Лукойл-Пермь» г. Пермь, Ленина,62, оф.663, т.8(3422)33-66-67		щебень	—+—+—	88	4,0	4,0	134,05
2.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «задвижка №22 – т.вр «ГЗУ-1237- блок задвижек»										
пересечений нет										
3.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «задвижка №21 – т.вр «ГЗУ-1237- блок задвижек»										
пересечений нет										
4.Трасса ЭХЗ-1										
пересечений нет										

Таблица 4.3 Перечень пересечений проектируемого нефтегазосборного трубопровода с ВЛ и линиями связи.

№ п/п	км	Пикетаж по трассе		Угол пересечения, градусы	Наименование, направление, напряжение и владелец ЛЭП	Число проводов	Расстояние от опор по пересекаемым линиям		№ № тип опор	Отметки земли			Отметки проводов: нижнего среднего верхнего верх опоры(трос)			Примечание
		ПК	+				Левая опора (№)	Правая опора (№)		Левая опора	Правая опора	Точка пересечения	Левая опора	Правая опора	Точка пересечения	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
1.Трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237- блок задвижек»																
1	1	0	66,1	63	ВЛ-6кВ фид.05, ПС"Гагаринская"- КТП0504 ООО «Лукойл-Пермь»	3	6,4 (№34)	7,4 (№35)		134,74	134,40	134,72	<u>142.98</u> <u>143.40</u> <u>143.87</u>	<u>142.63</u> <u>142.98</u> <u>143.87</u>	<u>142.72</u>	
2	1	1	64,7	89	ВЛ-6кВ фид.05, ПС"Гагаринская"- КТП0504 ООО «Лукойл-Пермь»	3	53,4 (№32)	6,8 (№31)		135,57	133,20	133,68	<u>142.25</u> <u>144.60</u>	<u>141.35</u> <u>142.17</u>	<u>141.35</u>	

Инва. №подл. _____
Подпись и дата _____
Взаим. инв. № _____

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата

2019/206/ДС110-PD-РРО.ТСН

Лист

14

3	1	1	82,6	77	ВЛ-6кВ фид.05, ПС"Гагаринская"-КТП0504 ООО «Лукойл-Пермь»	3	16,5 (№31/1)	14,6 (№31)		132,98	133,21	133,29	<u>141.18</u> -	<u>141.35</u> <u>142.17</u>	<u>141.18</u>	
4	1	6	21,7	90	ВЛ-6кВ фид.05, ПС"Гагаринская"-КТП0504 ООО «Лукойл-Пермь»	3	25,1 (№19)	35,1 (№20)		135,15	133,35	134,23	<u>143.01</u> <u>143.90</u>	<u>141.48</u> <u>142.39</u>	<u>142.03</u>	
5	1	6	29,6	89	ВЛ-6кВ фид.08, ПС"Гагаринская"-куст 3 ООО «Лукойл-Пермь»	3	18,1 (№11)	41,6 (№12)		134,96	132,67	134,10	<u>142.35</u> <u>144.47</u>	<u>132.67</u> <u>143.25</u>	<u>142.40</u>	
2.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «затвжка №22 – т.вр «ГЗУ-1237- блок затвжек»																
пересечений нет																
3.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «затвжка №21 – т.вр «ГЗУ-1237- блок затвжек»																
1	0	0	4,2	54	ВЛ-6кВ фид.05, ПС"Гагаринская"-КТП0504 ООО «Лукойл-Пермь»	3	22,3 (№10)	36,5 (№11)		134,87	134,44	134,44	<u>142.93</u> <u>143.76</u>	<u>142.69</u> <u>143.61</u>	<u>142.54</u>	
4.Трасса ЭХЗ-1																
пересечений нет																

Таблица 4.4 Ведомость пересекаемых водотоков

Пикетаж	Км	Протяженность водной поверхности, м	Глубина, м	Угол <u>пересечения</u> градус	Наименование и характеристика водотоков	Отметка горизонта		Описание берегов
						Наивысшего наблюдаемого	Урез, дата	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.Трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237- блок затвжек»								
2+5,8	1	0,3	0,3	90	ручей	1%=132,73 10%=132,66	<u>132.36</u> 25.V	пологие
3+27,8	1			62	ручей пересыхающий	1%=132,45 10%=132,39	-	
5+42,6	1	0,5	0,26	86	ручей	1%=132,40 10%=132,33	<u>131.90</u> 12.V	пологие
2.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «затвжка №22 – т.вр «ГЗУ-1237- блок затвжек»								
пересечений нет								
3.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода «затвжка №21 – т.вр «ГЗУ-1237- блок затвжек»								
пересечений нет								
4.Трасса ЭХЗ-1								
пересечений нет								

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

Взаим. инв. №

Подпись и дата

Ивн. №подл.

2019/206/ДС110-PD-РРО.ТСН

Лист

15

5 Сведения о радиусах и углах поворота, длине прямых и криволинейных участков, продольных и поперечных уклонах, преодолеваемых высотах

Ведомость углов поворота проектируемого нефтегазосборного трубопровода приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 Трасса нефтегазосборного трубопровода «ГЗУ-1237- блок задвижек»

N угла	у г л ы		к р и в ы е						п р я м ы е		
	положение вершины угла ПК +	угол повор. + право - лево град.	бэта 1 град.	A 1 м	L 1 м	T 1 м	нач. закр. ПК +	нач. КК ПК +	прямая вставка м	расст. между вершин. углов м	дирекц. угол град.
			альф. КК град.	R м	LKK м	D м	Lзакр. м	Б м			
			бэта 2 град.	A 2	L 2	T 2	кон. закр.	кон. КК ПК +			
н.х.	0+ 0.00										
1	0+26.48	-89.59	0.00	0	0.00	0.00	0+26.48	0+26.48	26.48	26.48	162.07
			89.59	0	0.00	0.00	0.00	0.00	38.63	38.63	72.08
			0.00	0	0.00	0.00	0+26.48	0+26.48			
2	0+65.11	-69.47	0.00	0	0.00	0.00	0+65.11	0+65.11	75.79	75.79	2.21
			69.47	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	0+65.11	0+65.11			
3	1+40.91	-79.59	0.00	0	0.00	0.00	1+40.91	1+40.91	37.96	37.96	282.22
			79.59	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	1+40.91	1+40.91			
4	1+78.87	90.08	0.00	0	0.00	0.00	1+78.87	1+78.87	83.54	83.54	12.30
			90.08	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	1+78.87	1+78.87			
5	1+162.41	-10.13	0.00	0	0.00	0.00	1+162.41	1+162.41	50.39	50.39	2.18
			10.13	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	1+162.41	1+162.41			
8	2+ 5.24	-80.24	0.00	0	0.00	0.00	2+ 5.24	2+ 5.24	402.38	402.38	281.54
			80.24	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	2+ 5.24	2+ 5.24			
9	6+ 7.62	89.52	0.00	0	0.00	0.00	6+ 7.62	6+ 7.62	34.67	34.67	11.46
			89.52	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	6+ 7.62	6+ 7.62			
10	6+42.29	-90.08	0.00	0	0.00	0.00	6+42.29	6+42.29	69.92	69.92	281.38
			90.08	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	6+42.29	6+42.29			
11	7+12.21	40.02	0.00	0	0.00	0.00	7+12.21	7+12.21	205.58	205.58	321.41
			40.02	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	7+12.21	7+12.21			
12	9+17.79	24.52	0.00	0	0.00	0.00	9+17.79	9+17.79	398.12	398.12	346.32
			24.52	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	9+17.79	9+17.79			
13	13+15.91	-45.22	0.00	0	0.00	0.00	13+15.91	13+15.91	49.59	49.59	301.10
			45.22	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	13+15.91	13+15.91			
14	13+65.51	-9.38	0.00	0	0.00	0.00	13+65.51	13+65.51	33.54	33.54	291.32
			9.38	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	13+65.51	13+65.51			
15	13+99.05	5.09	0.00	0	0.00	0.00	13+99.05	13+99.05	11.97	11.97	296.41
			5.09	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	13+99.05	13+99.05			
16	14+11.02	9.54	0.00	0	0.00	0.00	14+11.02	14+11.02	11.01	11.01	306.35
			9.54	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
			0.00	0	0.00	0.00	14+11.02	14+11.02			
к.х.	14+22.03										

Длина трассы 1529.59м

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

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

2019/206/ДС110-PD-РРО.ТСН

Лист

16

2.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода
«задвижка №22 – т.вр «ГЗУ-1237- блок задвижек»

у г л ы			к р и в ы е						п р я м ы е		
N угла	положение вершины угла ПК +	угол повор. + право - лево град.	бэта 1 град.	A 1 м	L 1 м	T 1 м	нач.закр. ПК +	нач. КК ПК +	прямая вставка	расст. между вершин. углов м	дирекц. угол град.
			альф.КК град.	R м	LKK м	D м	Lзакр. м	Б м			
			бэта 2 град.	A 2	L 2	T 2	кон.закр.	кон. КК ПК +			
н.х.	0+ 0.00								21.38	21.38	101.46
к.х.	0+21.38										

3.Трасса участка нефтегазосборного трубопровода
«задвижка №21 – т.вр «ГЗУ-1237- блок задвижек»

у г л ы			к р и в ы е						п р я м ы е		
N угла	положение вершины угла ПК +	угол повор. + право - лево град.	бэта 1 град.	A 1 м	L 1 м	T 1 м	нач.закр. ПК +	нач. КК ПК +	прямая вставка	расст. между вершин. углов м	дирекц. угол град.
			альф.КК град.	R м	LKK м	D м	Lзакр. м	Б м			
			бэта 2 град.	A 2	L 2	T 2	кон.закр.	кон. КК ПК +			
н.х.	0+ 0.00								21.38	21.38	101.46
к.х.	0+21.38										

4.Трасса ЭХЗ-1

у г л ы			к р и в ы е						п р я м ы е		
N угла	положение вершины угла ПК +	угол повор. + право - лево град.	бэта 1 град.	A 1 м	L 1 м	T 1 м	нач.закр. ПК +	нач. КК ПК +	прямая вставка	расст. между вершин. углов м	дирекц. угол град.
			альф.КК град.	R м	LKK м	D м	Lзакр. м	Б м			
			бэта 2 град.	A 2	L 2	T 2	кон.закр.	кон. КК ПК +			
н.х.	0+ 0.00								6.01	6.01	149.38
1	0+ 6.01	-62.32	0.00	0	0.00	0.00	0+ 6.01	0+ 6.01	33.81	33.81	87.06
			62.32	0	0.00	0.00	0.00	0.00			
к.х.	0+39.83										

6 Расчет размеров земельных участков. Обоснование необходимости размещения объекта и его инфраструктуры на землях сельскохозяйственного назначения, лесного, водного фондов, землях особо охраняемых природных территорий

Площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена с использованием сведений государственного земельного кадастра, в соответствии с действующими нормативами отвода земель.

Площадь земельных участков на период строительства и эксплуатации определена с использованием сведений государственного земельного кадастра, в соответствии с действующими нормативами отвода земель. Общая площадь земельных участков на период строительства объекта составляет 6,4953га, площадь участков на период демонтажа – 2,6058га.

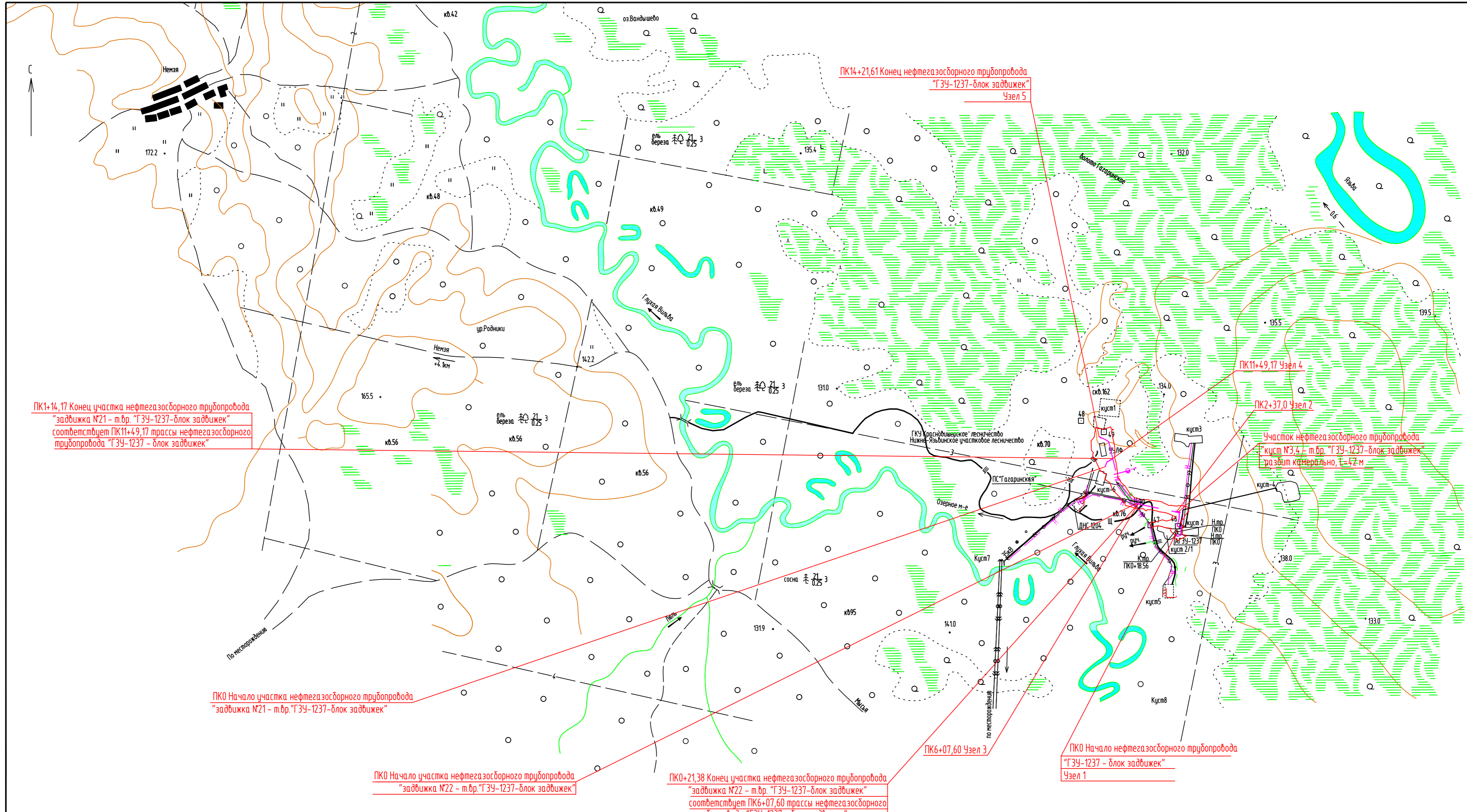
Инва. №подл.	Подпись и дата	Взаим. инв. №							2019/206/ДС110-PD-РРО.ТСН	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		

Таблица регистрации изменений

Таблица регистрации изменений

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

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;"> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Изм. №подп.</div> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Подпись и дата</div> <div style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Взаим. инв. №</div> </div>	Лист
2019/206/ДС110-PD-PPO.TCH						18	



ПК1+14,17 Конец участка нефтегазосборного трубопровода "задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек" соответствует ПК11+49,17 трассы нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237 - блок задвижек"

ПК14+21,61 Конец нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237-блок задвижек" Узел 5

ПК11+49,17 Узел 4

ПК2+37,0 Узел 2

Участок нефтегазосборного трубопровода "куст №3,4" - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек" разбит камерально, L=42 м

ПК0 Начало участка нефтегазосборного трубопровода "задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"

ПК0 Начало участка нефтегазосборного трубопровода "задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"

ПК0+21,38 Конец участка нефтегазосборного трубопровода "задвижка №22 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек" соответствует ПК6+07,60 трассы нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237 - блок задвижек"

ПК6+07,60 Узел 3

ПК0 Начало нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237 - блок задвижек" Узел 1

Инд. N подл.	
Подпись и дата	
Взак. инд. N	

М 1:25000

					2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH				
					Строительство трубопровода Гагаринского месторождения (2023г.)				
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата	Нефтегазосборный трубопровод	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Нестерова				12.21		п	1	1
Проб.	Пастаногова				12.21				
Нач. сектора	Булдаков				12.21	Ситуационный план	Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		
Н. контр.	Булдаков				12.21				

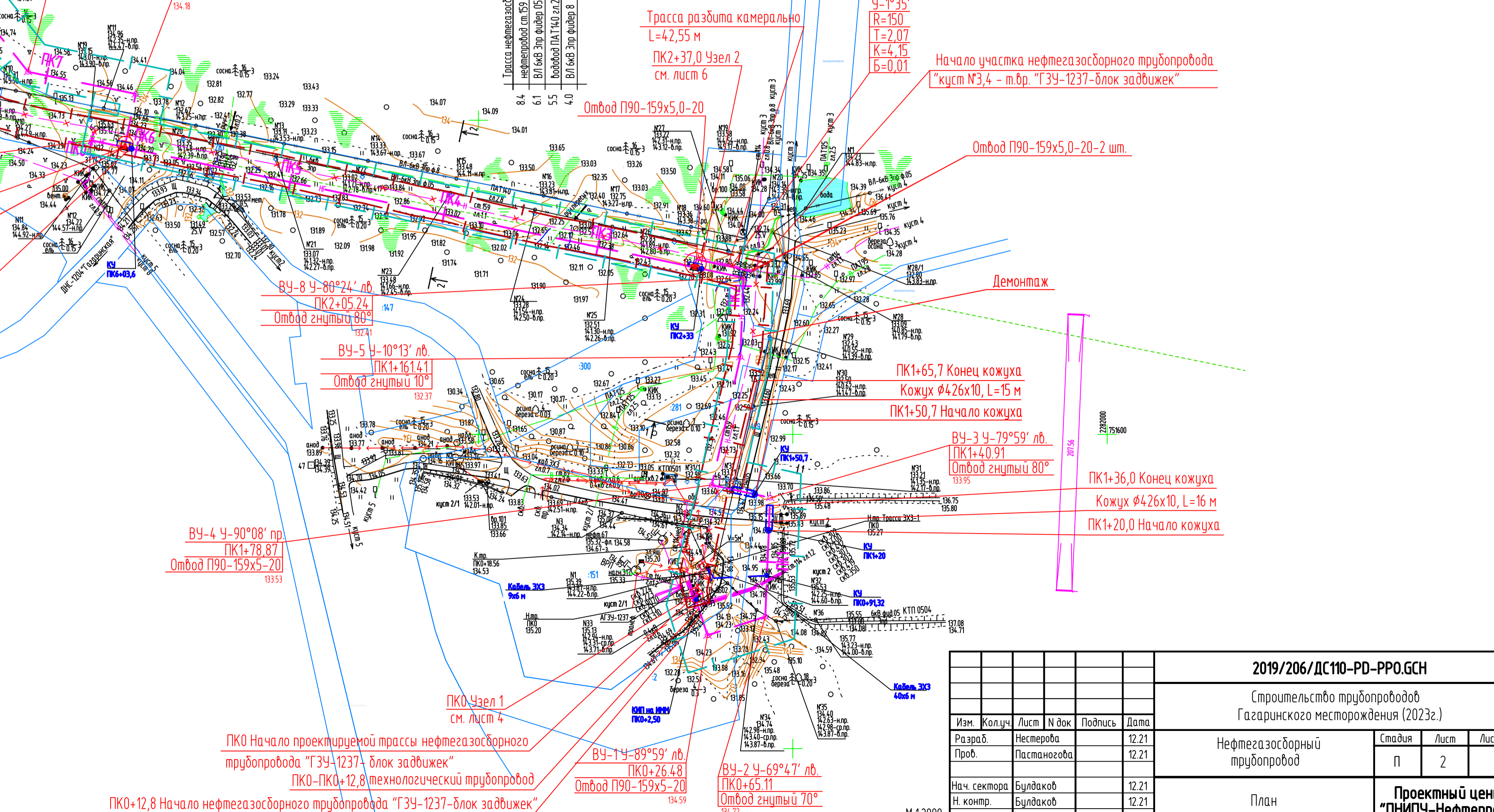
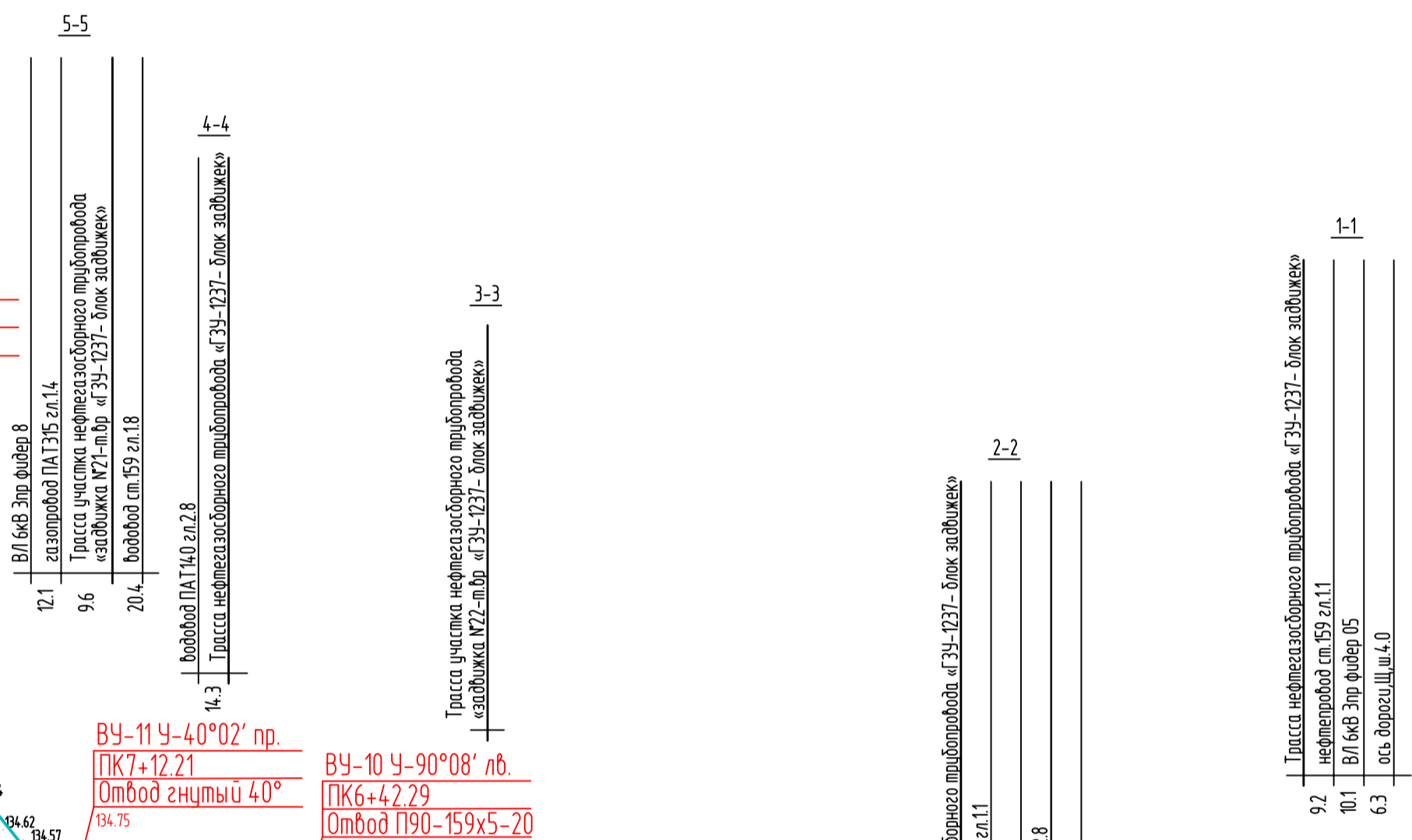
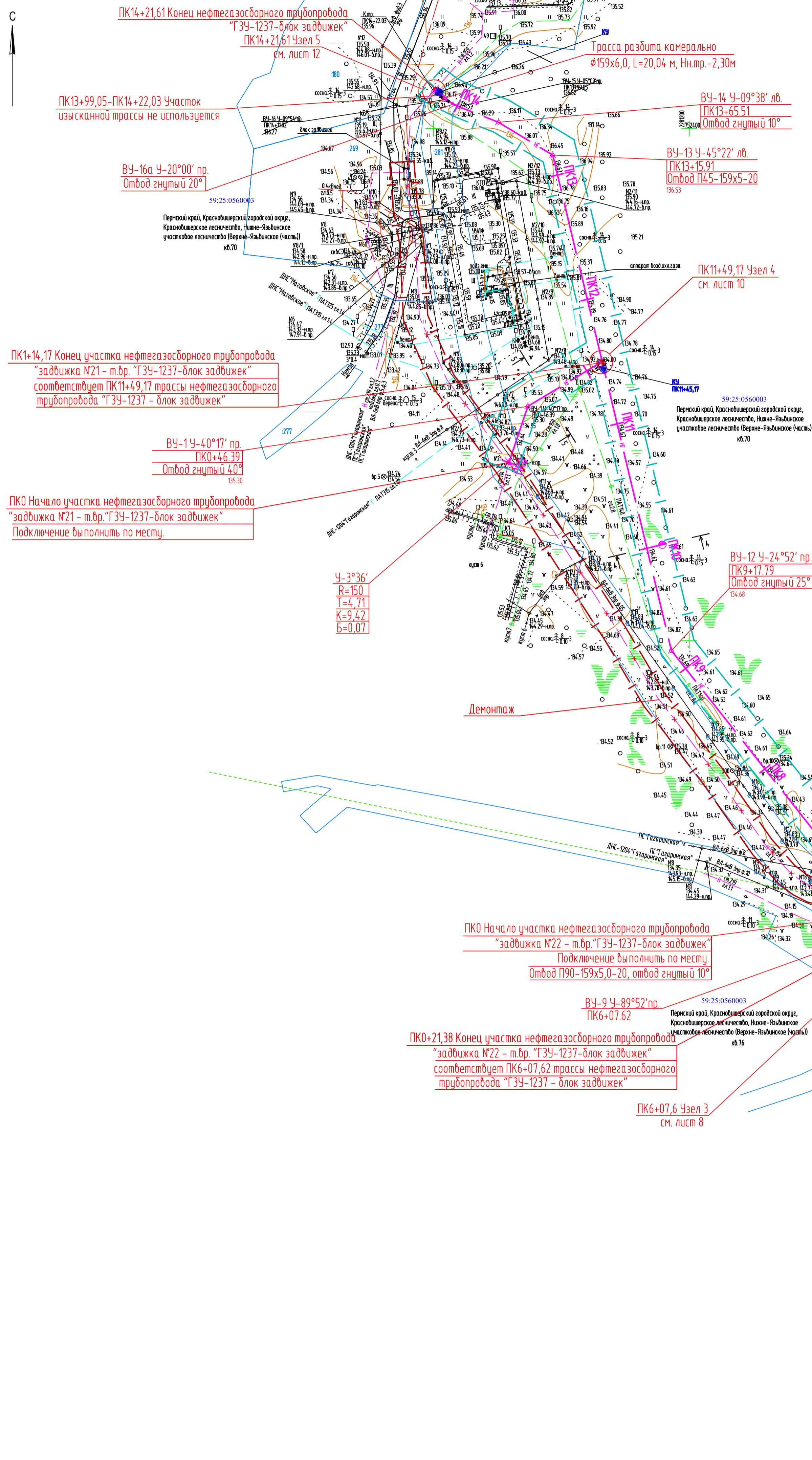


Условные обозначения и изображения

Обозначения и изображения	Наименование
	Проектируемый нефтегазосборный трубопровод
	В/Л
	Водовод
	Кабель подземный
	Газопровод
	Демонтаж
	Контрольно-измерительный пункт
	Граница отвода земель на период строительства
	Граница отвода земель на период демонтажа существующего трубопровода

Условные обозначения

Условное графическое изображение на плане	Наименование изображения
	Инженерно-геологическая скважина с отбором проб грунта ненарушенной структуры $\frac{\text{ее номер}}{\text{абс.отм.путь, м}}$
	Инженерно-геологическая скважина без отбора проб грунта $\frac{\text{ее номер}}{\text{абс.отм.путь, м}}$
	Точка наблюдения рекогносцировочного обследования и ее номер
	Место испытания грунтов статическими нагрузками-штампами
	Место отбора пробы воды
	Точка измерения разности потенция лоб, ее номер
	Точка вертикального электрического зондирования, ее номер



				2019/206/ДС10-РД-РРО.СНН				
				Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)				
Изм.	Кол.ч.	Лист	И. док.	Подпись	Дата	Нефтегазосборный трубопровод		
Разраб.	Нестерова	12.21			12.21			
Проб.	Пастаголова	12.21			12.21			
Нач. сектора	Булдаков	12.21			12.21	План		
Н. контр.	Булдаков	12.21			12.21			
						Страница	Лист	Листов
						П	2	
						Проектный центр "НИИПУ-Нефтепроект"		

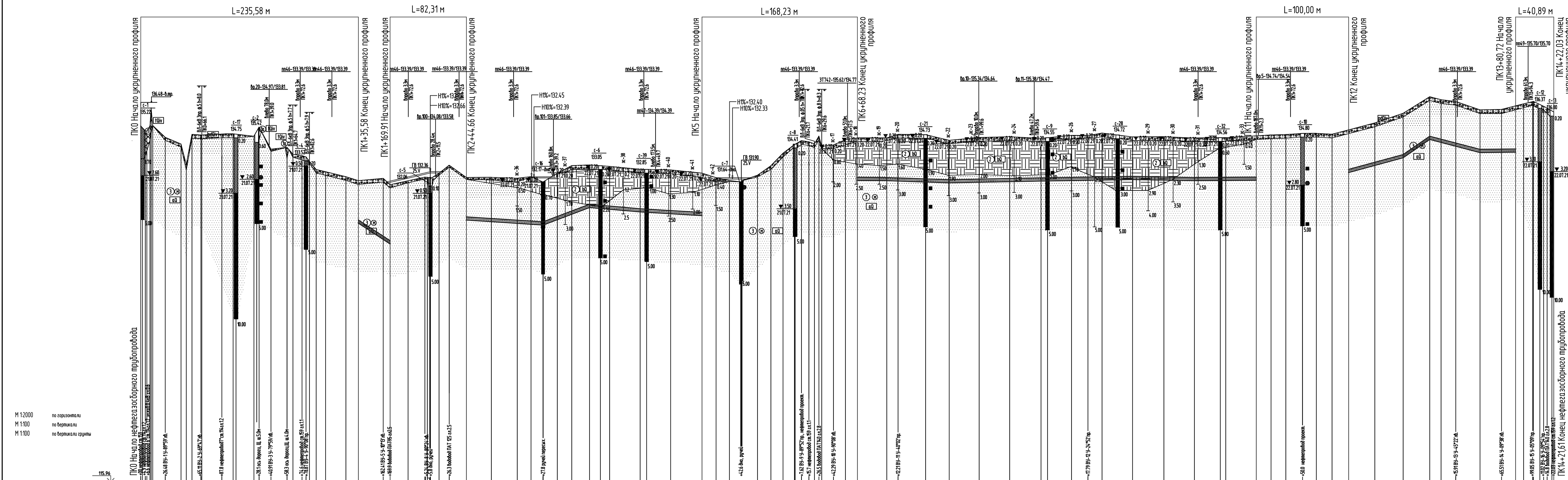
М 1:2000

Формат А1

Взам. инв. №
Подпись и дата
Имя и должность

Условные обозначения

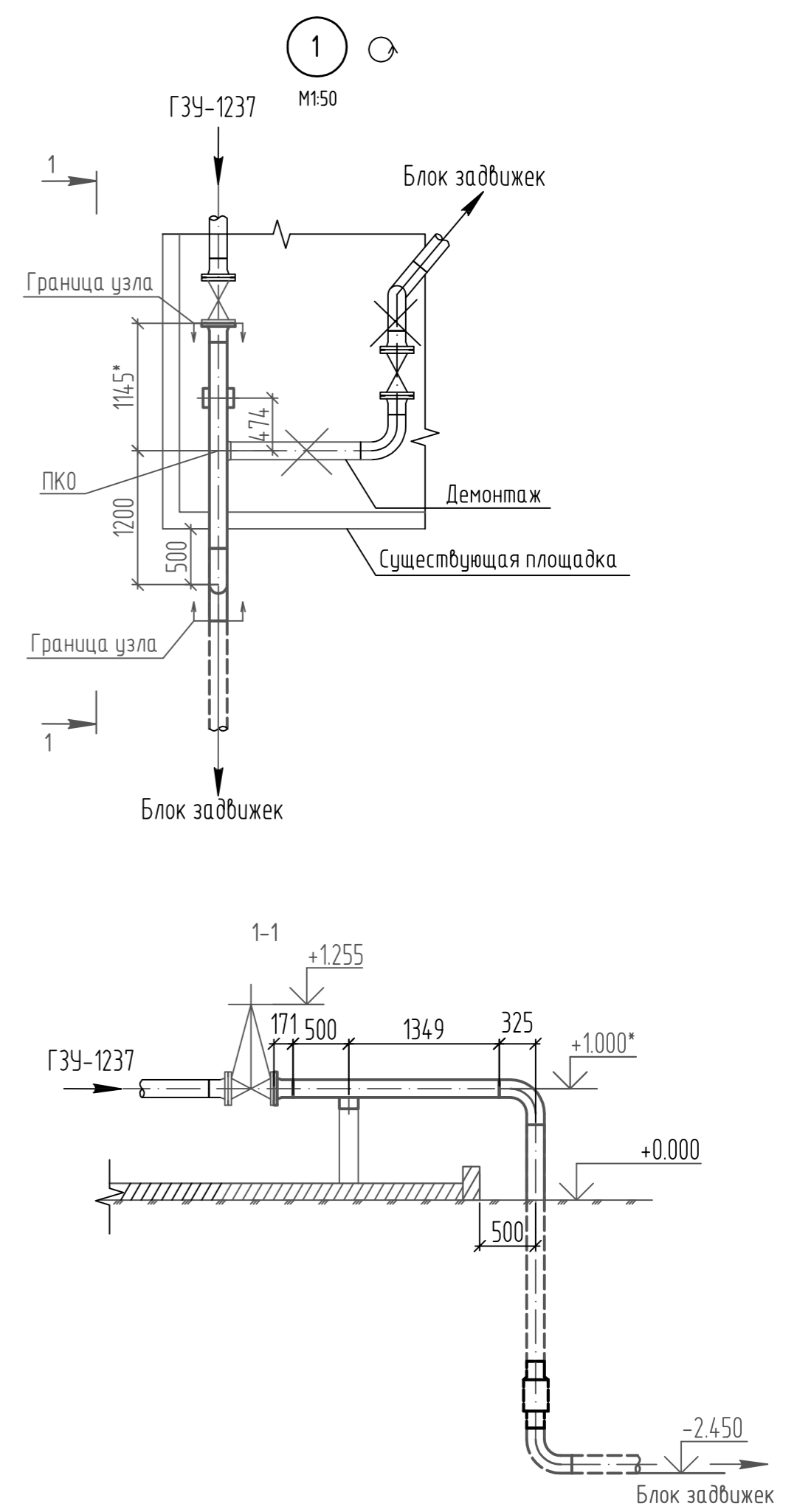
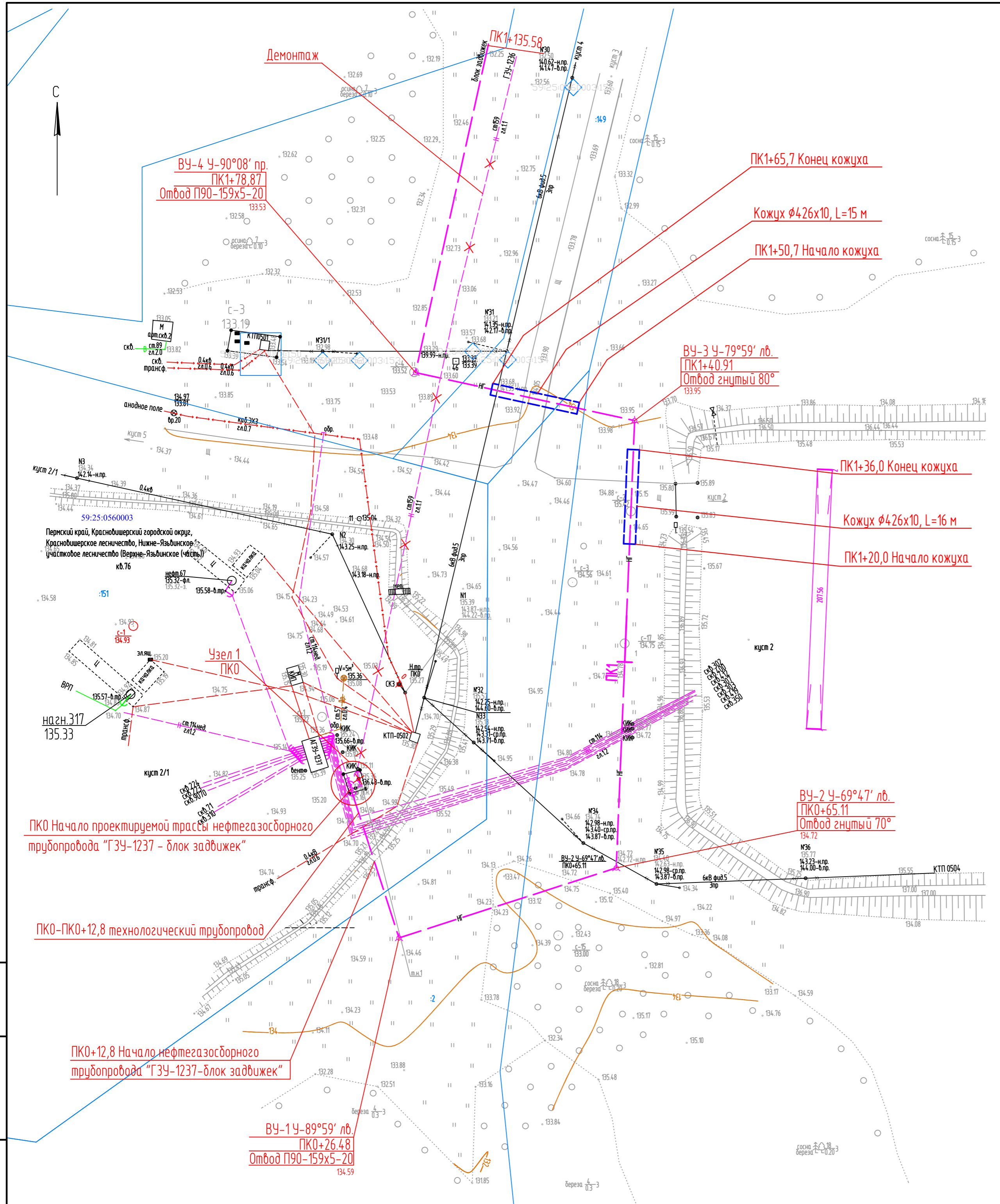
Условное графическое изображение	Наименование изображения	Номер пункта пр. 11 ГЭИ/И-02-01-2020	Условное графическое изображение	Наименование изображения	Условное графическое изображение	Наименование изображения
	Почвенно-растительный слой, мох			скажина, ее номер абс.отм. устья, м		Инженерно-геологическая выработка глубина подошвы слоя глубина и абс. отм. установившейся уробня подземных вод, м дата замера, м
	Насыщенный грунт: песок мелкий			Место испытания грунта статическими нагрузками - штампами, его номер		Место отбора проб грунта ненарушенной структуры воды глубина выработки, м
	Насыщенный грунт: щебень известняк, мергеля			Точка наблюдения реконструкционного обследования, ее номер		Степень водонасыщения грунтов средняя насыщенные водой
	Горьк. сильнонамокливший			конкр. проектируемого сооружения, его номер по экспликация		Стратиграфический индекс Номер инж.-геол. элемента Граница литологическая
	Песок мелкий			Точка измерения разности потенциалов, (звучащие токи) ее номер		
				Точка измерения удельного сопротивления грунтов, ее номер		
				Точка вертикального электрического зондирования (ВЗЗ)		



М 1:2000 по горизонталу	М 1:100 по вертикали	М 1:100 по вертикали грунта
-------------------------	----------------------	-----------------------------

Инженерно-геологическая характеристика грунтов	сырой участок													болото 1 типа													сырой участок													болото 1 типа													
Натуральные отметки земли (абсолютные)	82,31													82,34													82,41													82,45													
Проектные отметки земли (абсолютные)	82,31													82,34													82,41													82,45													
Проектные отметки низа трубы (абсолютные)	82,95													82,97													82,97													82,97													
Диаметр	Крышина откосов																																																				
	Ширина по дну м	2,28													2,28													2,28													2,28												
	Способ разработки	Лист 4,5													Лист 6,7													Лист 8,9													Лист 10,11												
	Способ засыпки																																																				
Глубина м	2,28													2,28													2,28													2,28													
Переходы выноски	Лист 4,5													Лист 6,7													Лист 8,9													Лист 10,11													
Наличие водозборной площадки	отсутствует													отсутствует													отсутствует													отсутствует													
Катевальная нагрузка	Труба стальная электросварная - Ø159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=34,3 м													Труба стальная электросварная - Ø159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=255 м													Труба стальная электросварная - Ø159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=431,77 м													Труба стальная электросварная - Ø159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=180,72 м													
Длина участка м	34,3													255													431,77													180,72													
Расстояние между отметками	0,0326													0,0033													0,0008													0,0005													
Линейка	нашарены													нашарены													нашарены													нашарены													
Наличие блуждающих токов	проект													проект													проект													проект													
Тип изоляции труб																																																					
Способ защиты изоляции																																																					
Защитный коэф. ФxS/Лм																																																					
Балластировка	КТБ-160, шаг 5 м, n=1шт/л													КТБ-160, шаг 5 м, n=51 шт.													КТБ-160, шаг 5 м, n=87 шт.													КТБ-160, шаг 5 м, n=87 шт.													
Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом													100% радиографическим методом													100% радиографическим методом													100% радиографическим методом													
Скальные грунты (объем м3)	Отсутствует													Отсутствует													Отсутствует													Отсутствует													
Устройство полов (объем м3)	Не требуется													Не требуется													Не требуется													Не требуется													
Чистота валь протасовых проездов	Требуется													Требуется													Требуется													Требуется													
Способ укладки труб	лес 5													лес 7													лес 9													лес 11													

2019/206/ДС110-РД-РРО.БСН					
Строительство трубопроводов Газарского месторождения (2023г.)					
Изм.	Жалуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разр.	Нестерова	10	21		10 21
Проб.	Пастухов	10	21		10 21
Нач. сектора	Будыков	10	21		10 21
Нач. комп.	Будыков	10	21		10 21
Нефтегазовый трубопровод					
Пробный профиль ПК0-ПК14+22,03					
Станд.	Лист	Лист	Лист	Лист	Лист
П	Э				
Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"					
Формат А2x3					



ПК0 Начало проектируемой трассы нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237 - блок задвижек"

ПК0-ПК0+12,8 технологический трубопровод

ПК0+12,8 Начало нефтегазосборного трубопровода "ГЗУ-1237-блок задвижек"

ВУ-4 У-90°08' пр.
ПК1+78.87
Отвод П90-159x5-20

ПК1+65,7 Конец кожуха

Кожух $\phi 426 \times 10$, L=15 м

ПК1+50,7 Начало кожуха

ВУ-3 У-79°59' лб.
ПК1+40.91
Отвод гнцтыи 80°

ПК1+36,0 Конец кожуха

Кожух $\phi 426 \times 10$, L=16 м

ПК1+20,0 Начало кожуха

ВУ-2 У-69°47' лб.
ПК0+65.11
Отвод гнцтыи 70°

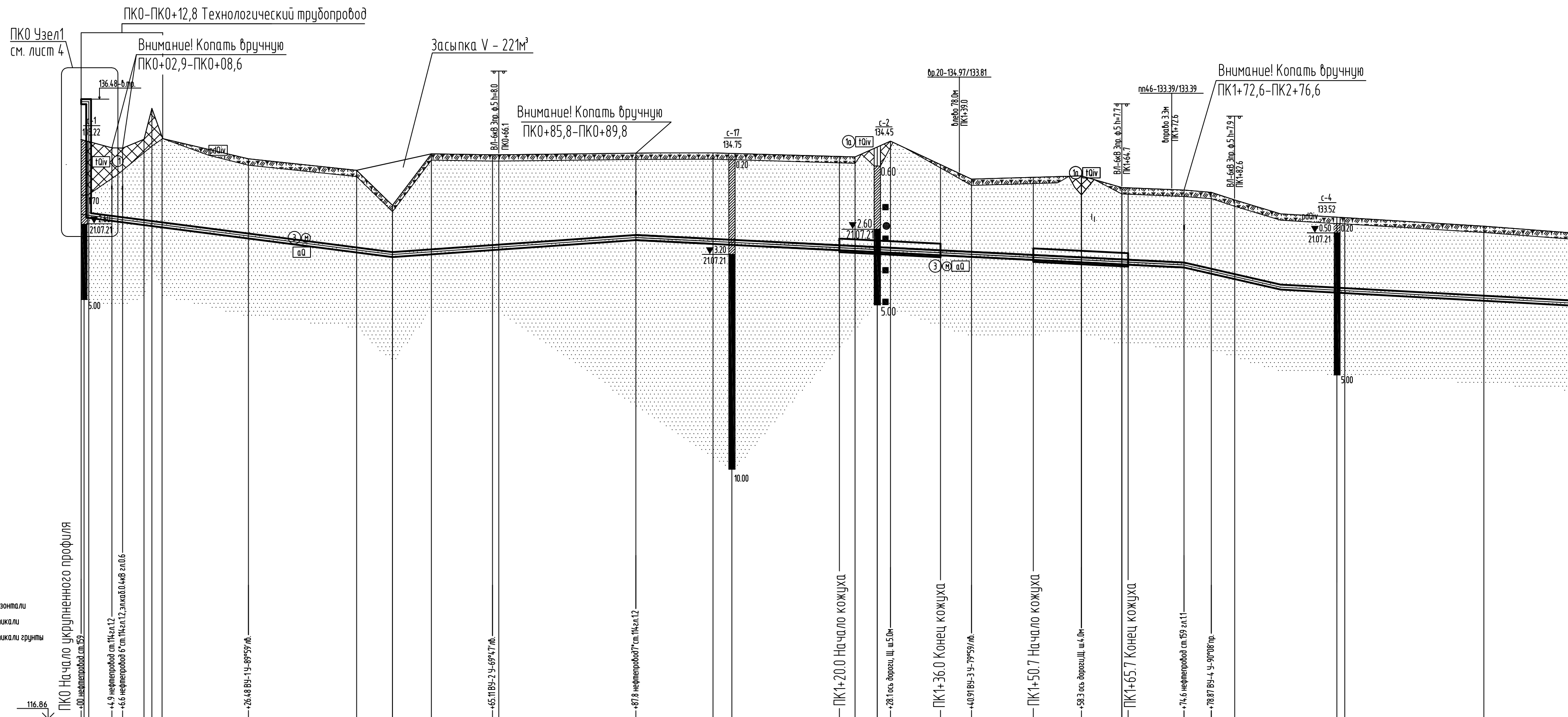
ВУ-1 У-89°59' лб.
ПК0+26.48
Отвод П90-159x5-20

Имя и должность	Взаимно
Подпись и дата	

M 1:500

					2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH				
					Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Нефтегазосборный трубопровод	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Имайкина				12.21		П	4	
Проб.	Пастаногова				12.21	План отмыкания	Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		
Нач. сектора	Булдаков				12.21				
Н. контр.	Булдаков				12.21				

Формат А2



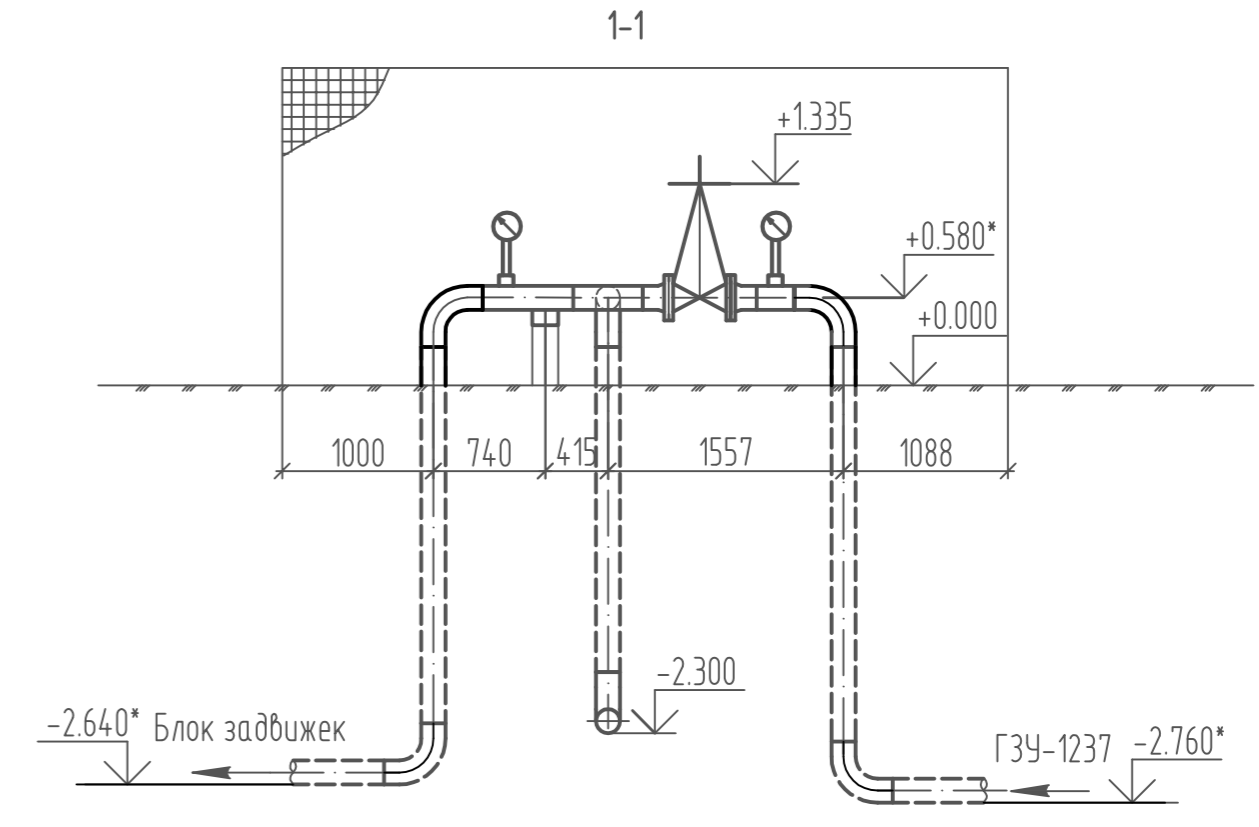
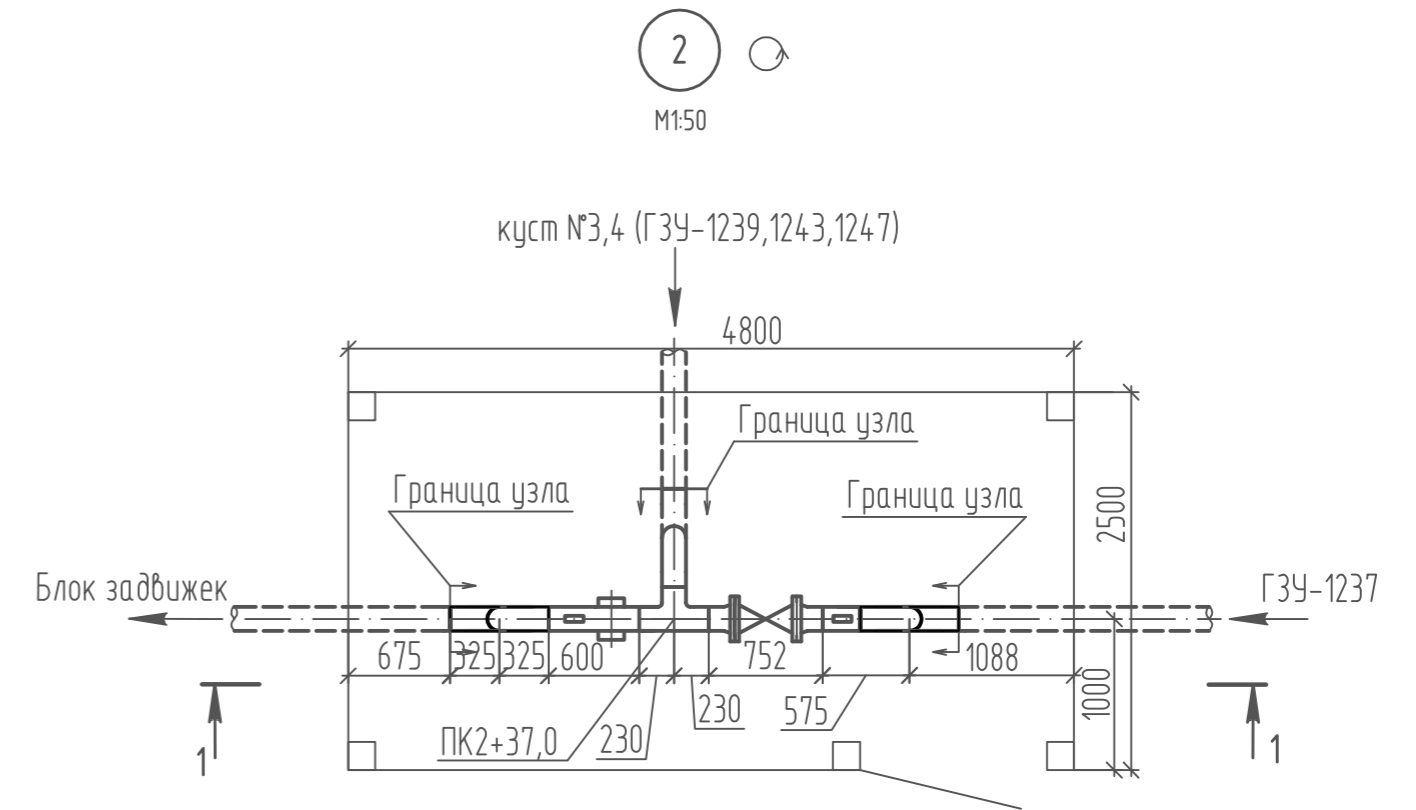
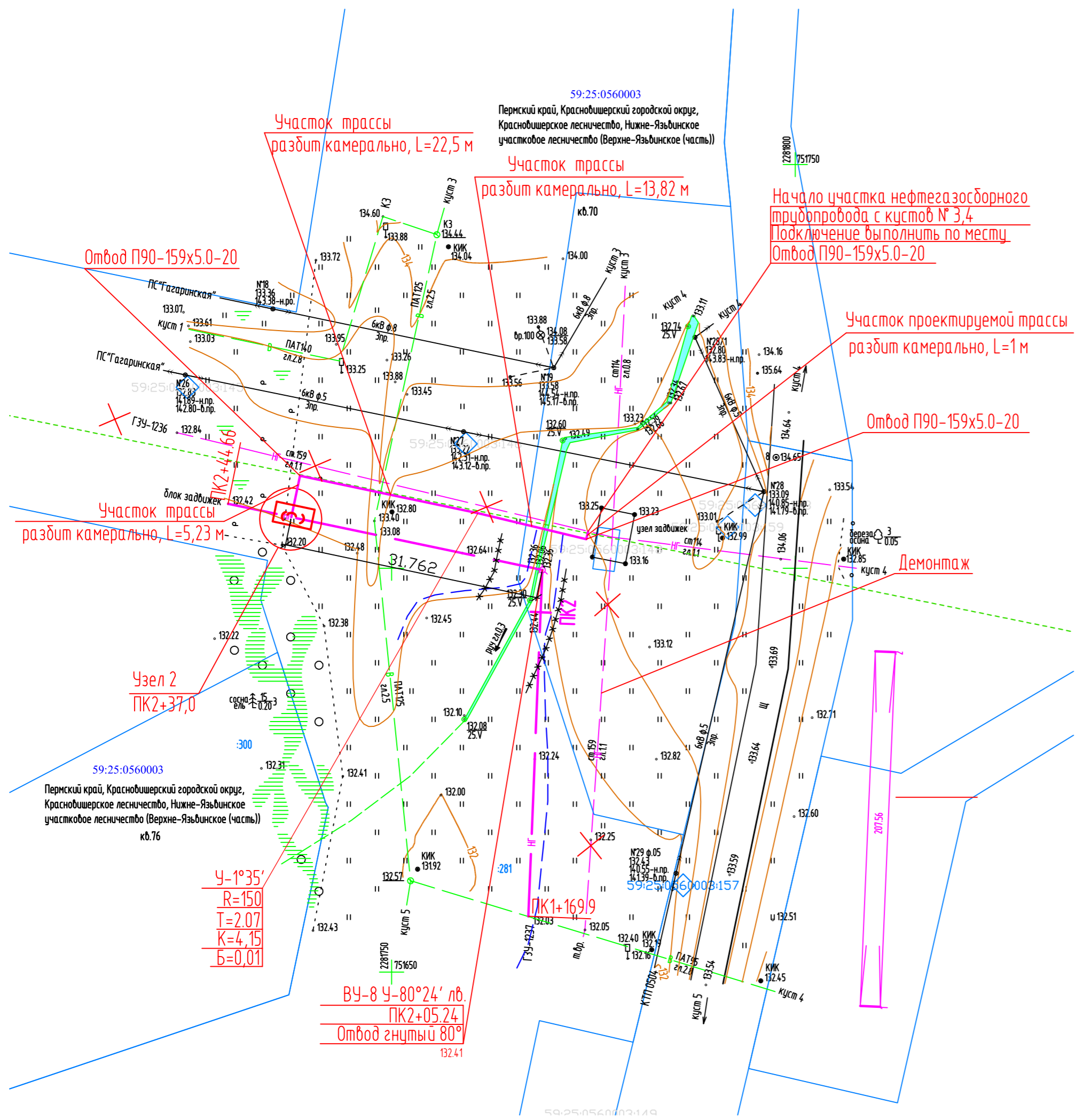
М 1:500 по горизонтали
 М 1:100 по вертикали
 М 1:100 по вертикали грунта

Инженерно-геологическая характеристика грунтов																																
Натурные отметки земли (абсолютные)	135,70	134,74	134,94	134,93	135,21	135,19	135,23	134,59	134,23	133,12	134,75	134,72	134,72	134,77	134,78	134,66	134,65	135,15	134,41	133,95	134,01	134,05	133,68	133,67	133,60	133,53	133,29	132,85	132,73	132,46	132,25	
Проектные отметки земли (абсолютные)									134,23	134,48	134,75			134,77	134,78	134,66	134,65	135,15	134,41	133,95	134,01	134,05	133,68	133,67	133,60	133,53	133,29	132,85	132,73	132,46	132,25	
Проектные отметки низа трубы (абсолютные)	132,75	132,72	132,66	132,58	132,49	132,46	132,42	132,07	131,63	131,48	131,57	131,70	131,72	132,02	131,90	131,82	131,70	131,67	131,62	131,54	131,49	131,39	131,31	131,25	131,24	131,15	130,95	130,78	130,45	130,34	130,10	129,95
Наличие водосборн. площади																																
Категория участка	Ба, категория I																															
Труба ФxСxМ	Труба стальная электросварная - Ø159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=12,8 м																															
Уклон, %	0,0258 0,0140																															
Длина участка	49,3																															
Расстояние между отметками	4,8	17	34	12,17	19,6	17,1	5,7	6,2	9,7	10	21,7	12,2	38,5	86,8	22,5	5,6	12,8	17,4	6,4	9,8	15,3	4,3	3,7	7,3	45,7	10,2	22,0	13,6	207,56			

Вязк. инв. N	Пикетаж	0																															
	Наличие блуждающих токов	защитное наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие																															
Подпись и дата	Тип изоляции труб																																
	Способ защиты изоляции защитными кожухами ФxS/L, м	+20,0 Кожух Ø426x10, L=16 м +36,0 +50,7 Кожух Ø426x10, L=15 м +65,7																															
Инв. N подл.	Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом																															
	Гранича	Глубина	2,10	2,47	2,32	2,35	2,72	2,73	2,81	2,52	2,60	3,00	3,18	3,02	3,00	2,75	2,88	2,91	2,96	2,98	3,53	2,87	2,46	2,62	2,74	2,43	2,43	2,45	2,58	2,51	2,40	2,39	2,36
Инв. N подл.	Гранича	Ширина дна	0,8	0,8																													
	Гранича	Откосы	1:1	1:1																													
Инв. N подл.	Гранича	Основание	Естественное																														
	Берегоукрепительные работы	Не требуются																															
Инв. N подл.	Способ укладки труб	С бровки траншеи																															
	Способ укладки труб	С бровки траншеи																															

ПКО-ПКО+12,8 Технологический трубопровод

2019/206/ДС110-РД-РРО.ГСН					
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Нестерова	12.21			
Проб.	Пастаногова	12.21			
Нач. сектора	Булдаков				12.21
Н. контр.	Булдаков				12.21
Нефтегазоборный трубопровод			Стадия	Лист	Листов
Укрупненный профиль ПКО-ПК1+135,58			П	5	
Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"					

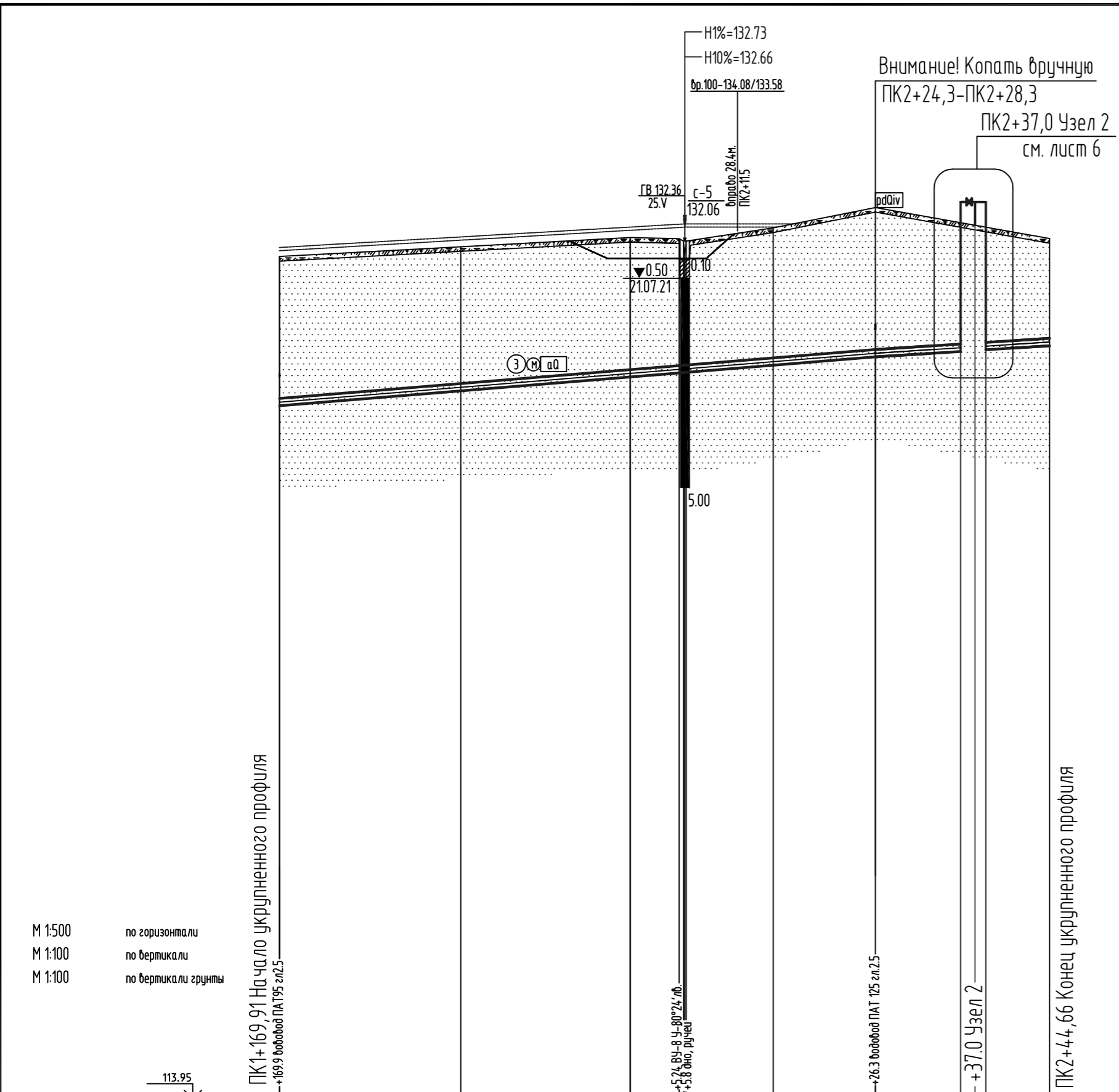


Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N

2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH					
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.	Имайкина				12.21
Проб.	Пастаногова				12.21
Нач. сектора	Булдаков				12.21
Н. контр.	Булдаков				12.21
Нефтегазосборный трубопровод				Стадия	Лист
Укрупненный план ПК1+169.91-ПК2+44,66				П	6
Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"				Листов	

M 1:500

Формат А2



М 1:500 по горизонтали
 М 1:100 по вертикали
 М 1:100 по вертикали грунта

ПК1+169,91 Начало укрупненного профиля
 ПК2+44,66 Конец укрупненного профиля

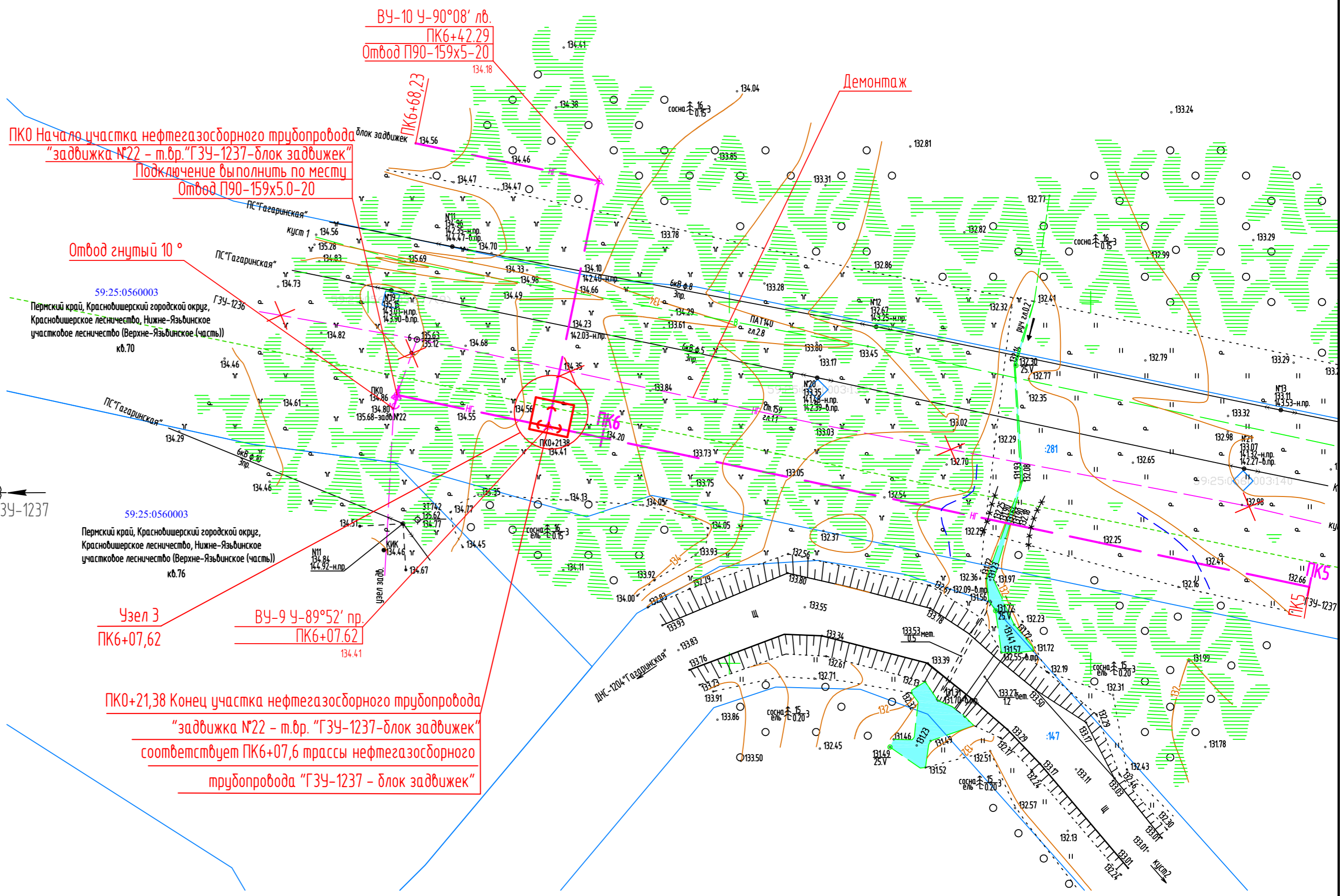
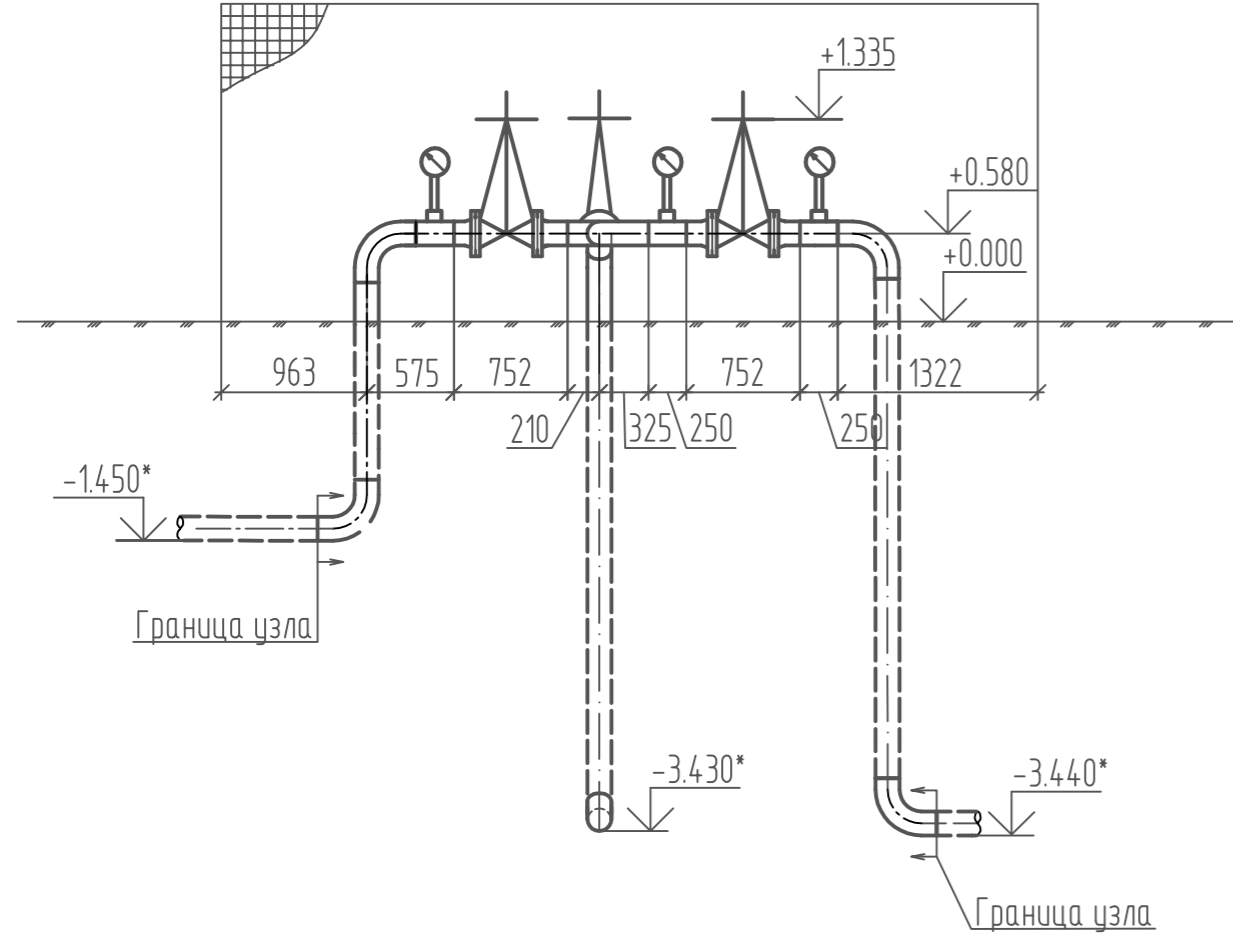
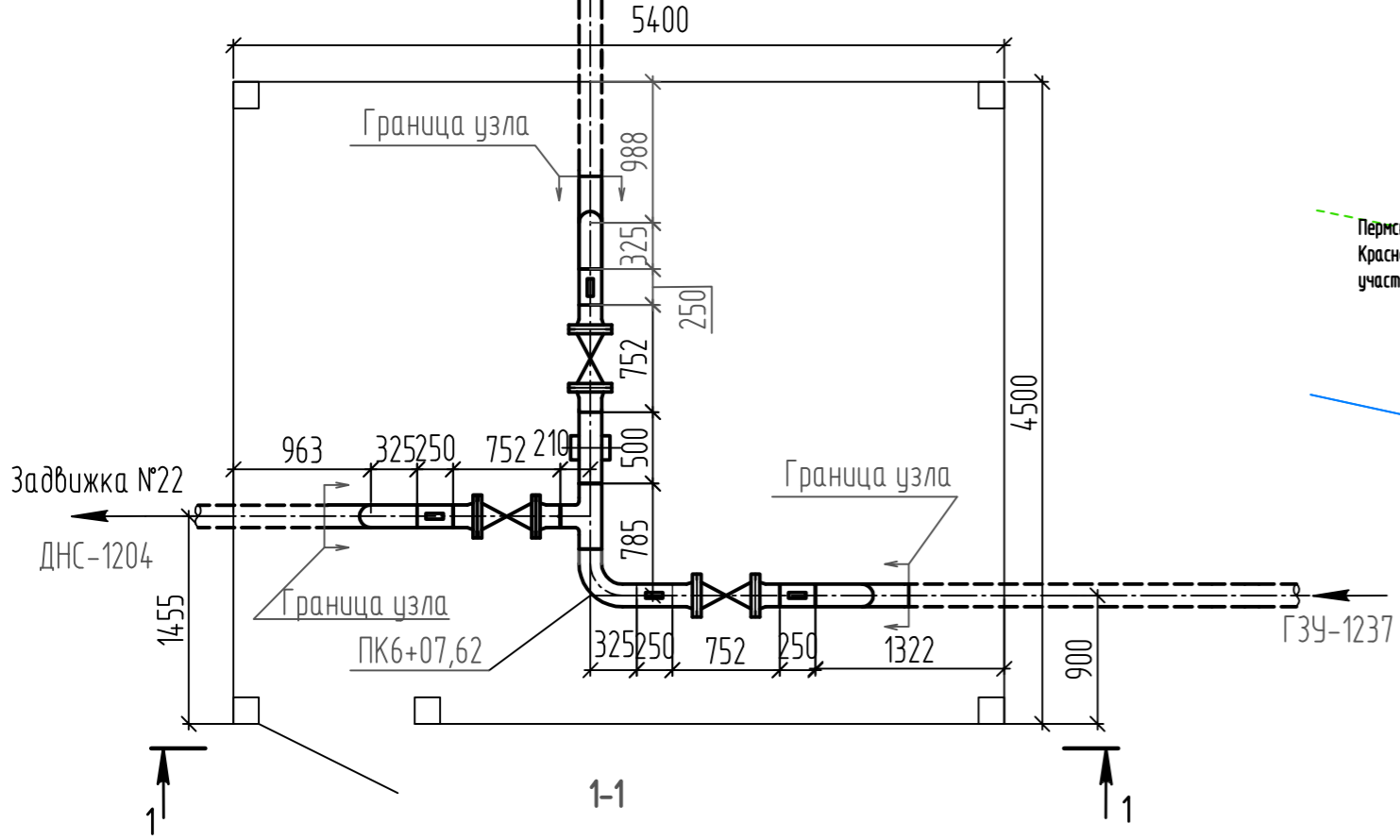
Инженерно-геологическая характеристика грунтов	сырой участок												
Натурные отметки земли (абсолютные)	132.03	132.24	132.44	132.41	132.36	132.06	132.36	132.64	133.08	132.76	132.71	132.67	132.42
Проектные отметки земли (абсолютные)													
Проектные отметки н/з трубы (абсолютные)	128.83	129.15	129.45	129.53	129.54	129.54	129.55	129.70	129.88	130.09	130.03	130.12	
Наличие водосборн. площади	присутствует						отсутствует						
Категория участка	II												
Труба ФxС,м	Труба стальная электросварная - $\phi 159 \times 5,0$ ГОСТ 20295-85 L=82.31 м												
Длина участка	Уклон, % 0.0164						0.0128						
Расстояние между отметками	19.5	207.56	18.16	52	93	110	64.0	18.7	18.69				

Взам. инв. N	Пикетаж	нат.	проект.	2									
	Наличие блуждающих токов												
Инв. N подл.	Тип изоляции труб	заборское наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие											
	Способ защиты изоляции	Защитный кожух ФxS/L,м											
Подпись и дата	Балластировка	КТБ-160, шаг 5 м, n=16 шт.											
	Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом											
Инв. N подл.	Глубина	3.20	3.09	2.99	2.88	2.82	2.52	2.81	2.94	3.20	2.76	2.64	2.30
		Ширина дна	0,8										
	Откосы		1:1						1:1				
		Основание	Естественное										
Инв. N подл.	Берегоукрепительные работы	Не требуются			Каменная наброска V - 54м ³			Не требуются					
	Способ укладки труб	С бровки траншеи											

2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH									
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)									
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата				
Разраб.	Нестерова				12.21				
Проб.	Пастаногова				12.21				
Нач. сектора	Булдаков				12.21				
Н. контр.	Булдаков				12.21				
Нефтегазосборный трубопровод						Стадия	Лист	Листов	
Укрупненный профиль ПК1+169,91-ПК2+44,66						п	7		
Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"									



3
М1:50
Блок задвижек



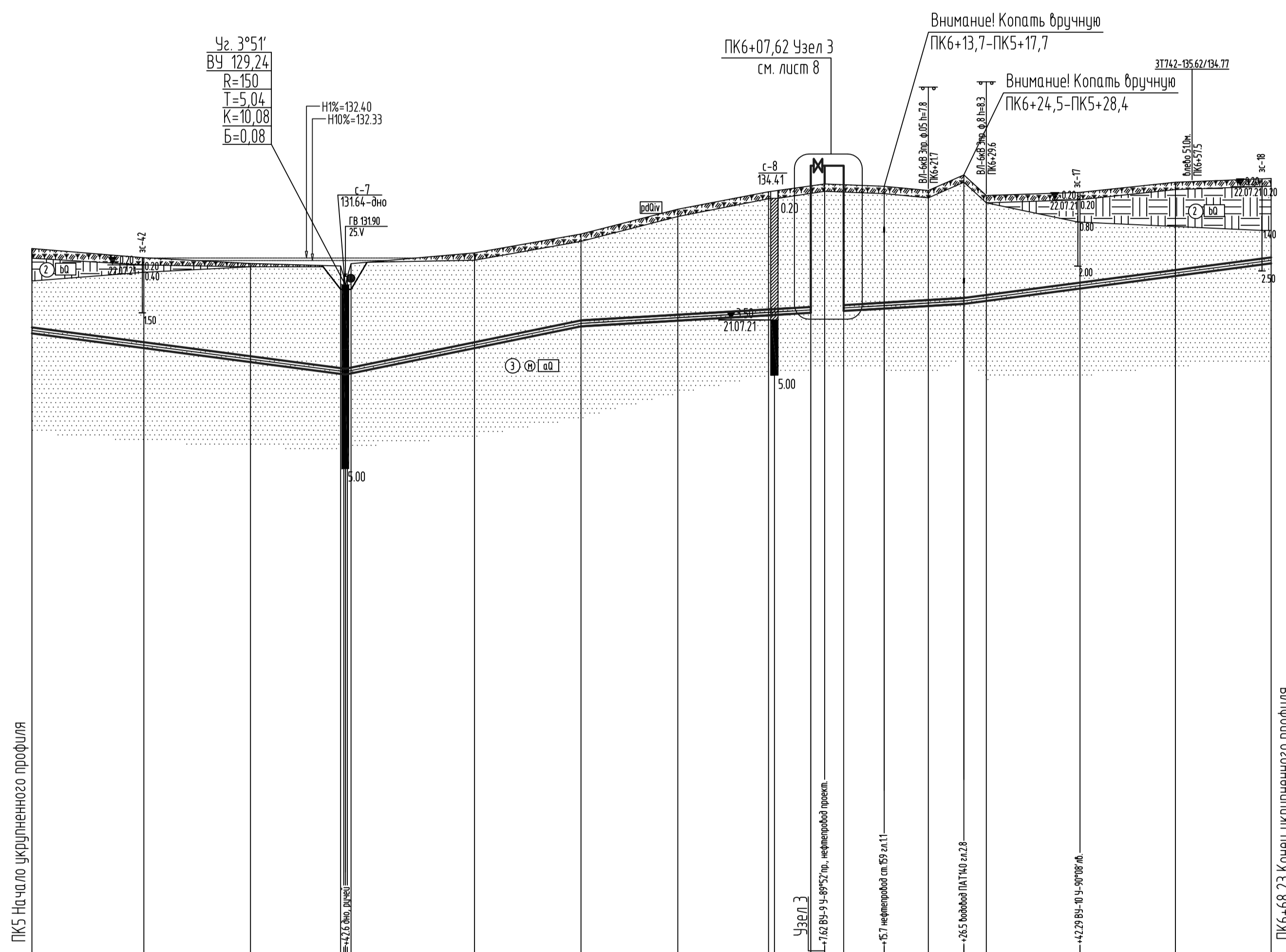
Инв. № подл.	
Подпись и дата	
Взам. инв. №	

2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH					
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Имайкина			12.21
Проб.		Пастаногова			12.21
Нач. сектора		Булдаков			12.21
Н. контр.		Булдаков			12.21
Нефтегазодборный трубопровод				Стадия	Лист
				П	8
Укрупненный план ПК5-ПК6+68,23				Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"	

М 1:500

Формат А2

Ч₂ 3°51'
В₉ 129.24
R=150
L=5.04
K=10.08
b=0.08



М 1:500 по горизонтали
М 1:100 по вертикали
М 1:100 по вертикали грунта

Инженерно-геологическая характеристика грунтов	Сырой участок болота 1 типа																						
Натурные отметки земли (абсолютные)	132.66	132.41	132.25	132.18	131.64	131.90	132.25	132.54	133.05	133.73	134.20	134.36	134.41	134.40	134.35	134.23	134.66	134.10	134.18	134.46	134.56		
Проектные отметки земли (абсолютные)																							
Проектные отметки н/за трубы (абсолютные)	130.36	129.96	129.58	129.26	129.37	129.25	129.27	129.96	130.55	130.70	130.85	130.92	130.94	130.97	131.03	131.10	131.16	131.24	131.58	131.92	132.26		
Наличие водосборных площадей	отсутствует		присутствует										отсутствует										
Категория участка	II																						
Труба ФxСxМ	Труба стальная электросварная - Ø159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=168,23 м																						
Длина участка	Уклон, %																						
Расстояние между отметками	5.2	14.5	12.2	14.6	16.8	14.5	13.2	12.3	7.6	8.1	6.0	4.8	3.0	12.7	13.0	13.03							
Пикетаж	на проект 5																						
Наличие движущихся токов	забодское наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие																						
Тип изоляции трубы																							
Способ защиты изоляции защитными кожухами ФxСxМ																							
Валластаровка	КТБ-160, шаг 5м, n=1шт.											+52,0		+29,5		КТБ-160, шаг 5м, n=8шт.							
Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом																						
Граница	Глубина	2.30	2.45	2.67	2.92	2.76	2.37	2.65	2.96	2.58	2.50	3.03	3.35	3.44	3.47	3.43	3.32	3.13	3.50	2.86	2.60	2.54	2.30
	Ширина дна	0,8																					
	Откосы	1:1											1:1		1:1								
Основание	Каменная наброска V - 19м³											Естественное											
Берегоукрепительные работы	Не требуется																						
Способ укладки труб	С обработки траншеи																						

2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH					
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)					
Изм.	Жол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Нестерова				12.21
Проб.	Пастаногова				12.21
Нефтегазосборный трубопровод		Стадия	Лист	Листов	
		П	9		
Нач. сектора	Булдаков				12.21
Н. контр.	Булдаков				12.21
Укрупненный профиль ПК5-ПК6+68,23		Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"			

ПК1+14,17 Конец участка нефтегазосборного трубопровода
 "задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"
 соответствует ПК11+49,17 трассы нефтегазосборного
 трубопровода "ГЗУ-1237 - блок задвижек"

ВУ-1У-40°17' пр.
 ПК0+46.39
 Отвод гнупы и 40°
 135.30

Демонтаж

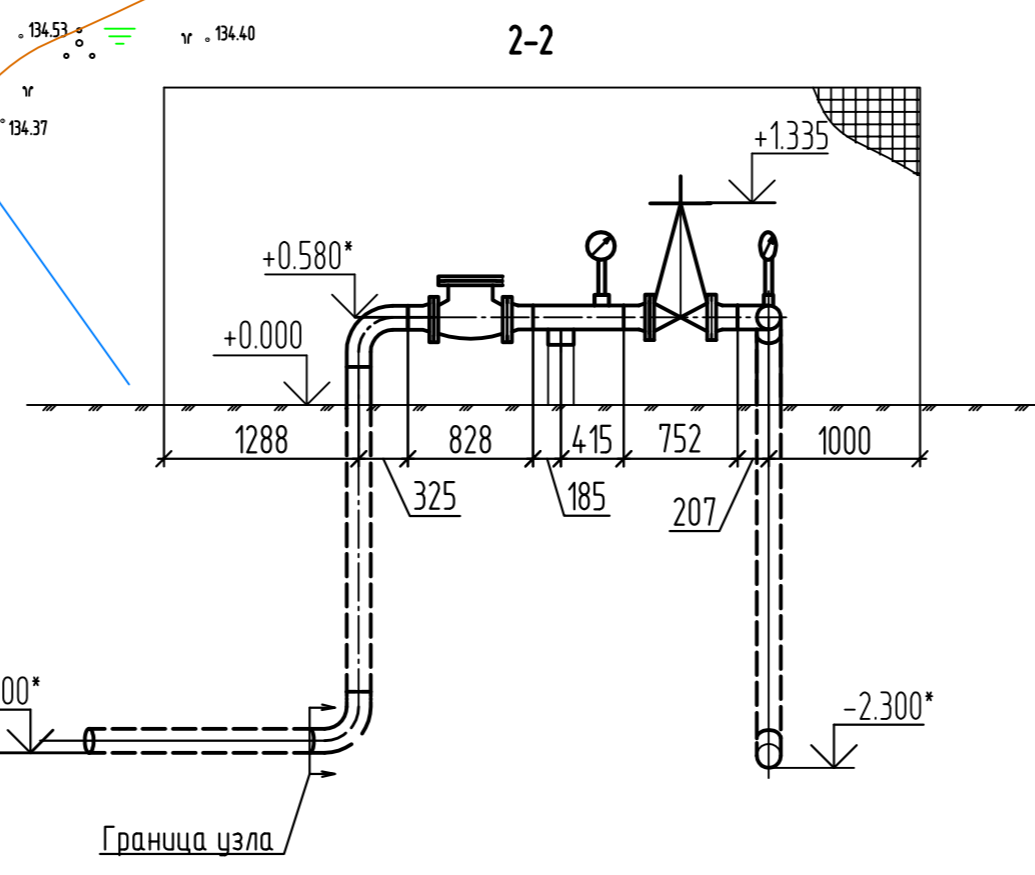
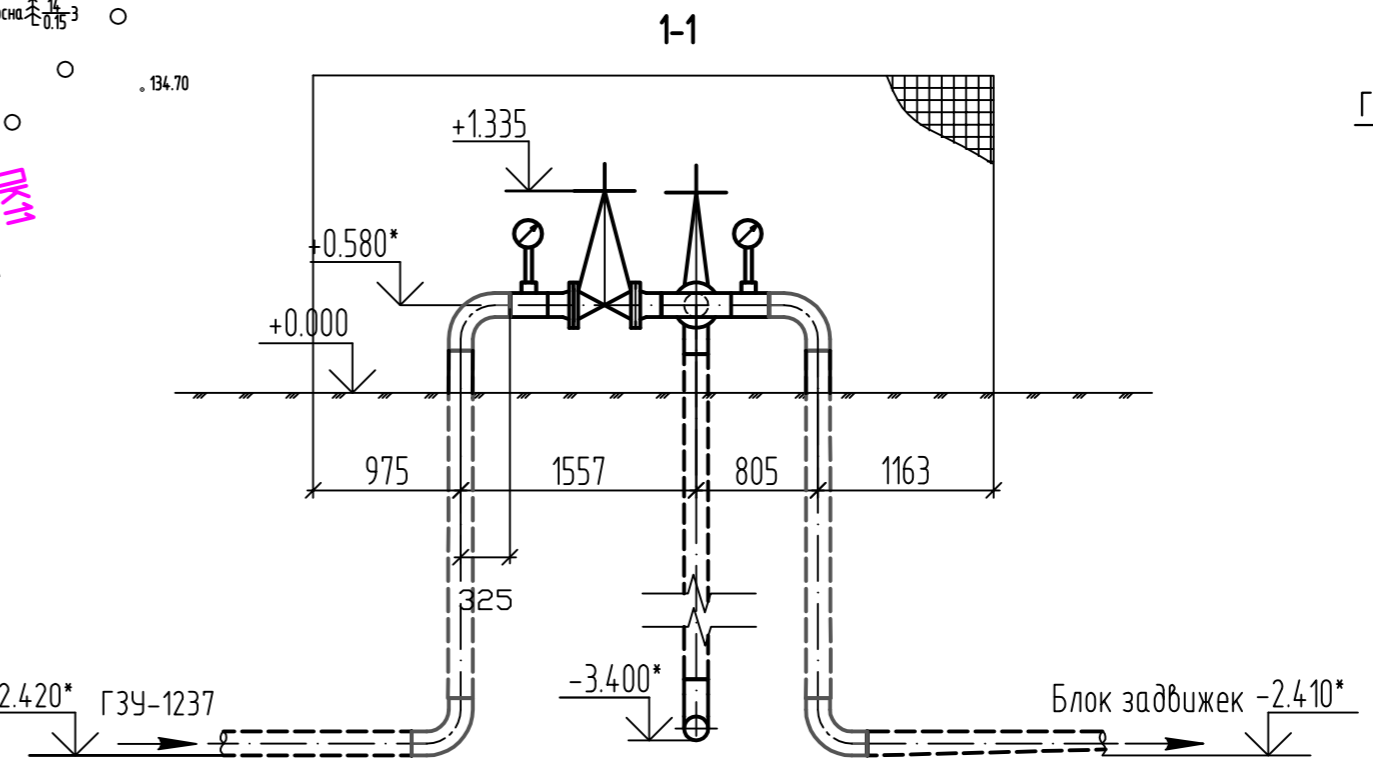
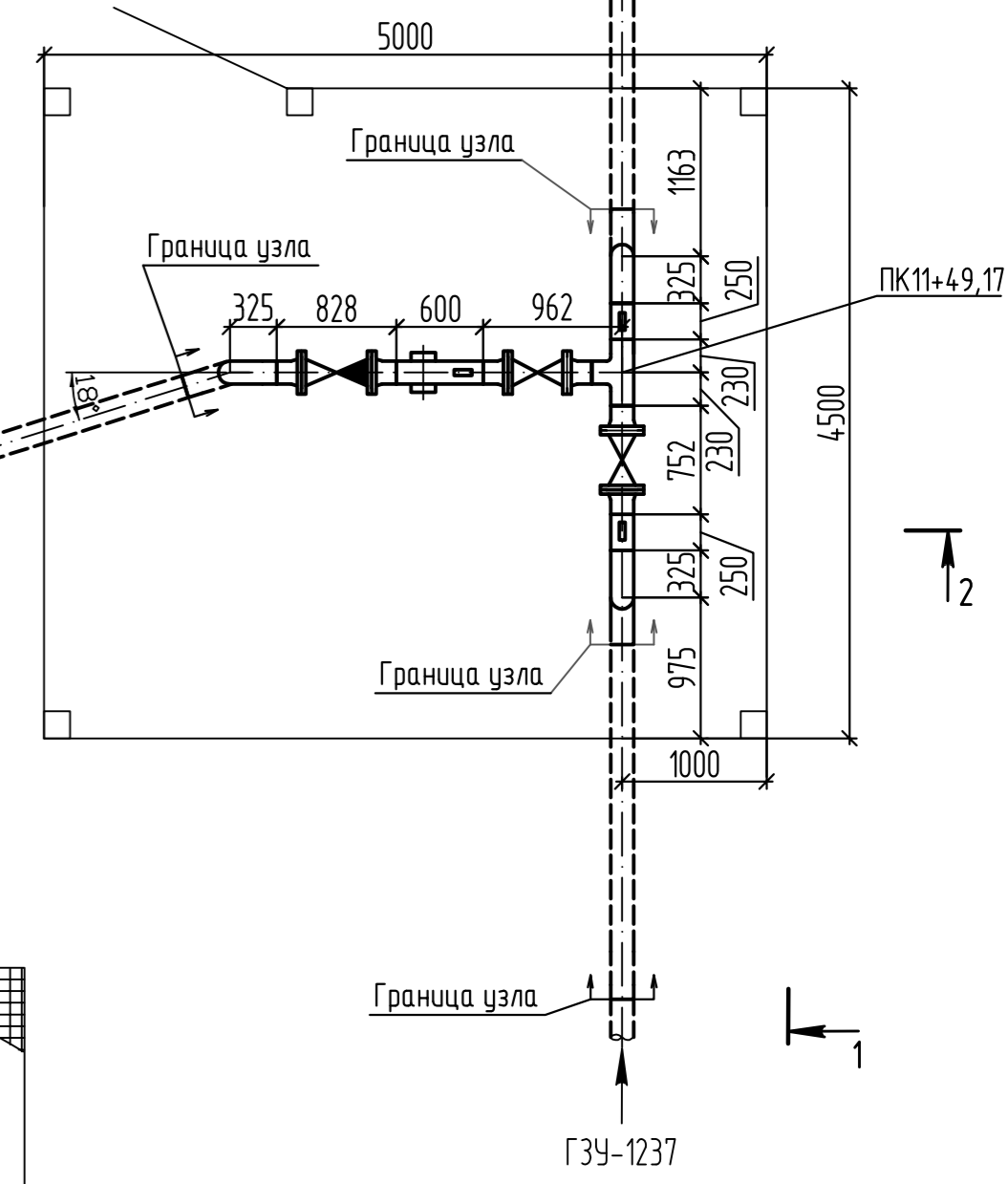
У-3°36'
 R=150
 T=4.71
 K=9.42
 Б=0.07

ПКО Начало участка нефтегазосборного трубопровода
 "задвижка №21 - т.вр. "ГЗУ-1237-блок задвижек"
 Подключение выполнить по месту

59:25:0560003
 Пермский край, Красновишерский городской округ,
 Красновишерское лесничество, Нижне-Язьвинское
 участковое лесничество (Верхне-Язьвинское (часть))
 кв.70

4
 M150

Блок задвижек



2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH							
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)							
Изм.	Кол.уч.	Лист	И. док.	Подпись	Дата		
Разраб.		Имайкина			12.21		
Проб.		Пастаногова			12.21		
Нач. сектора		Булдаков			12.21		
И. контр.		Булдаков			12.21		
Нефтегазосборный трубопровод					Стадия	Лист	Листов
Укрупненный план ПК11-ПК12					П	10	
					Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		

M 1:500

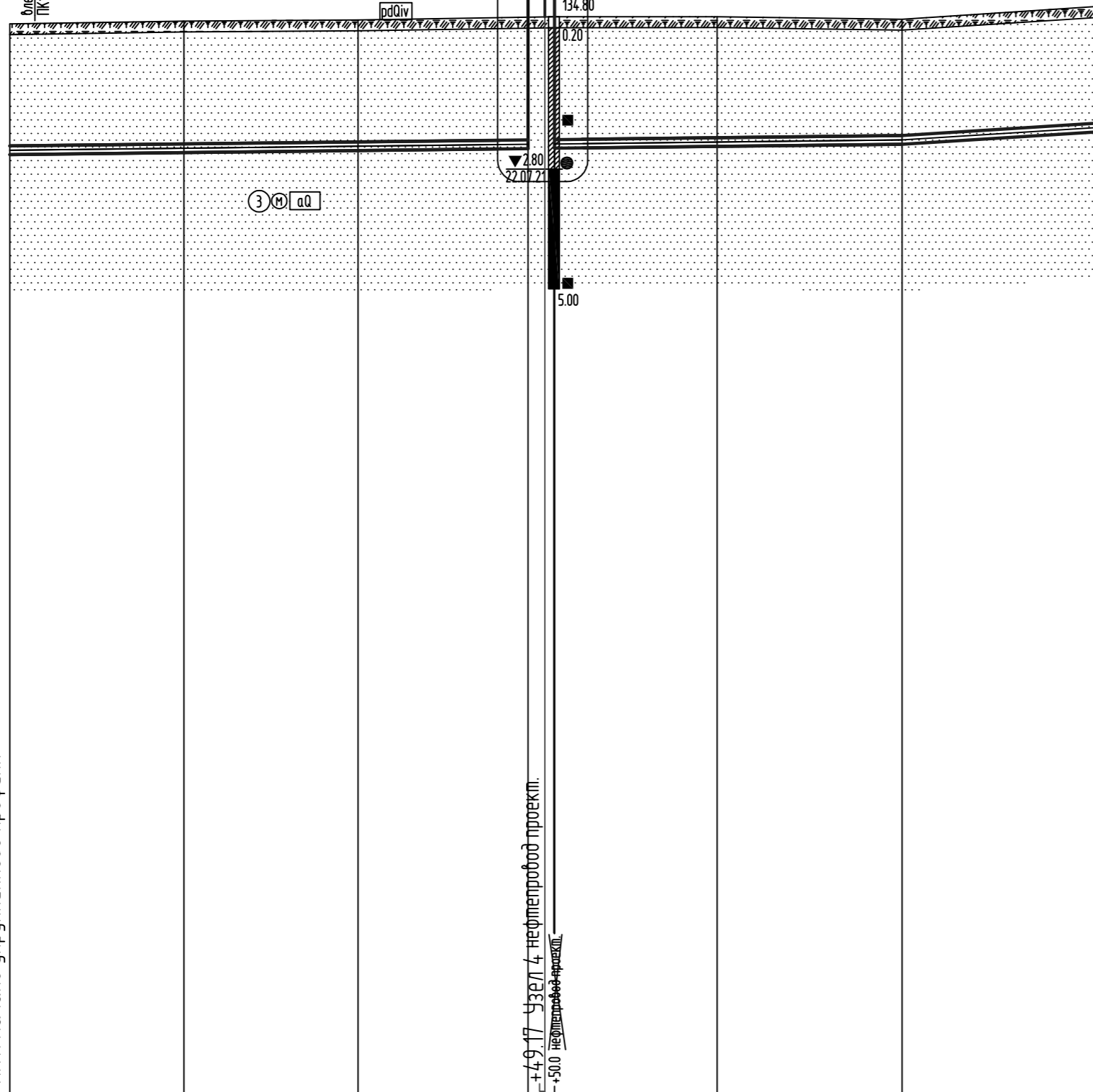
Формат А2

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N

вр.5-134.74/134.54

ПК11+49,17 Узел 4
см. лист 10

114.88
114.23



M 1:500 по горизонтали
M 1:100 по вертикали
M 1:100 по вертикали грунта

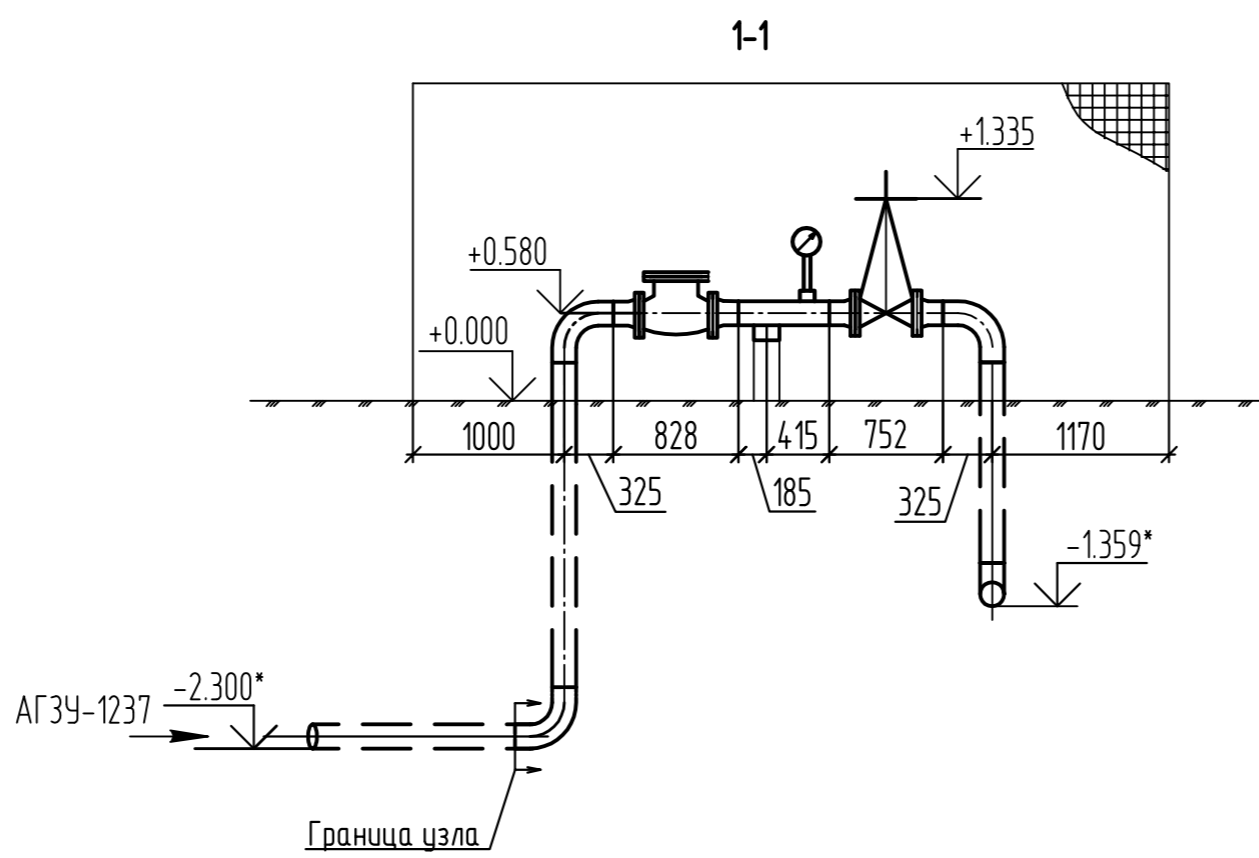
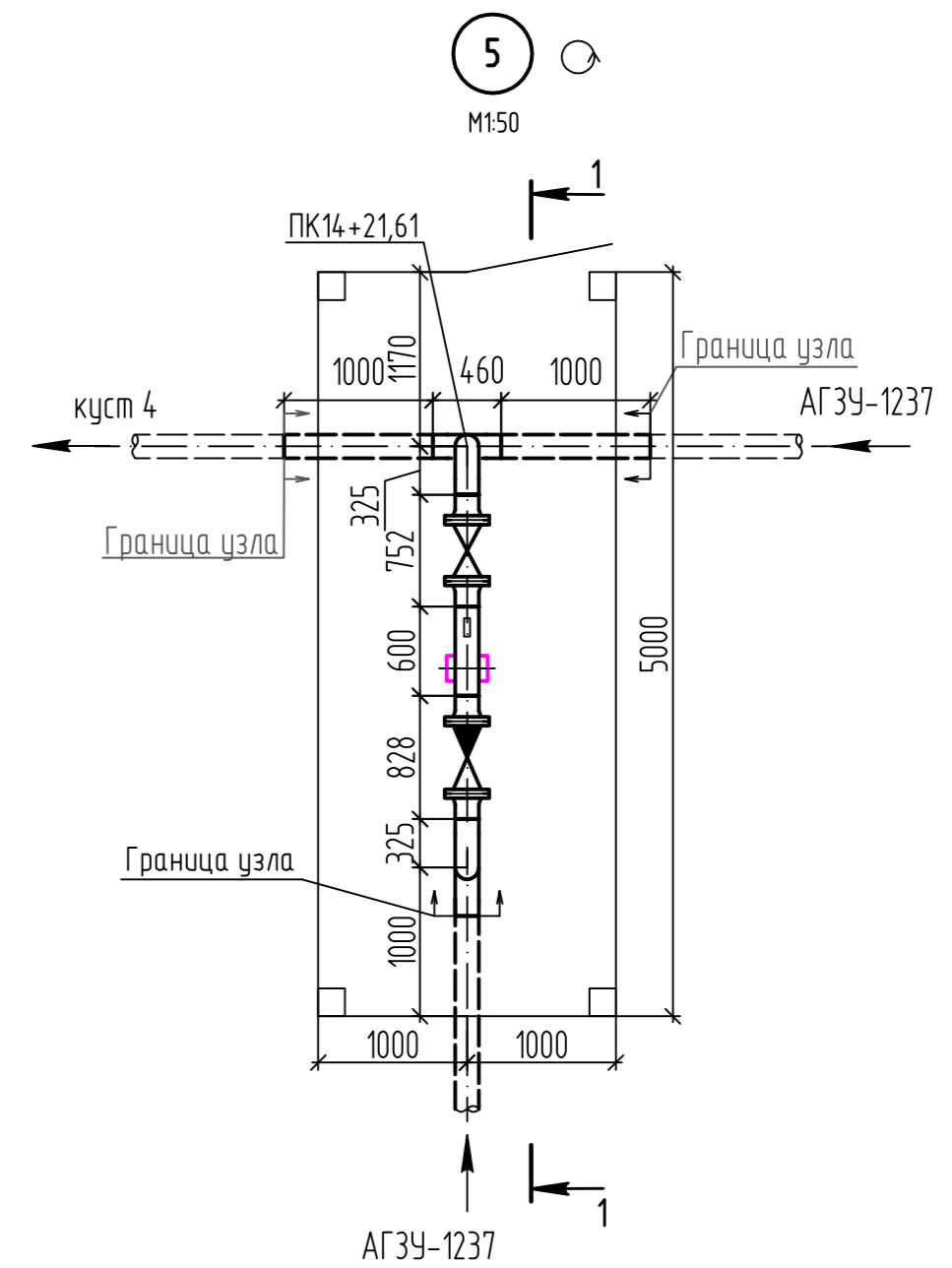
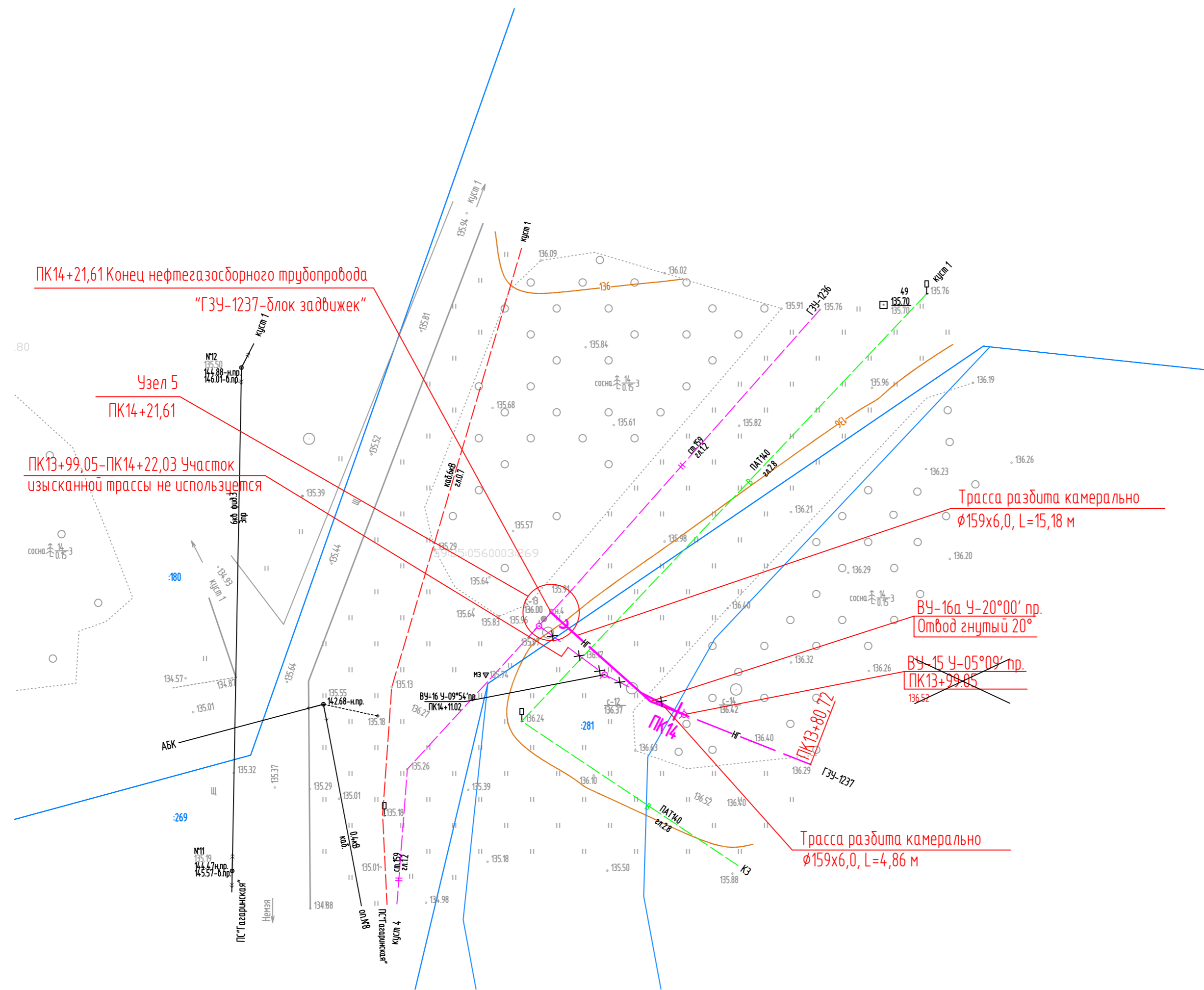
ПК11 Начало укрупненного профиля

ПК12 Конец укрупненного профиля

Инженерно-геологическая характеристика грунтов	сырой участок долото 1 типа					
Натурные отметки земли (абсолютные)	134.67	134.72	134.74	134.80 134.80 134.80	134.80	134.76 134.99
Проектные отметки земли (абсолютные)						
Проектные отметки н/за трубы (абсолютные)	132.27	132.31	132.34	132.38 132.30 132.39	132.42	132.46 132.69
Наличие водосборн. площади	отсутствует					
Категория участка	II					
Труба ФxС,м	Труба стальная электросварная - φ159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=100,0 м					
Длина участка	Уклон, %		0.0023			
Расстояние между отметками	16.0	16.0	18.1	14.9	17.0	18.0

Взам. инв. N	Пикетаж	нат.	проект.	11	12		
	Наличие блуждающих токов	забудское наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие					
Подпись и дата	Тип изоляции труб						
	Способ защиты изоляции						
Инв. N подл.	Защитный кожух ФxС/Л,м						
	Балластировка	КТБ-160, шаг 5м, n=3шт +16,0					
Траншея	Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом					
	Глубина	2.40	2.41	2.40	2.42 +0.50 2.41	2.38	2.30
	Ширина дна	0,8					
	Откосы	1:1					
Инв. N подл.	Основание	Естественное					
	Берегоукрепительные работы	Не требуются					
	Способ укладки труб	С борозки траншеи					

2019/206/ДС110-РД-РРО.ГСН					
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата
Разраб.	Нестерова				12.21
Проб.	Пастаногова				12.21
Нач. сектора	Булдаков				12.21
Н. контр.	Булдаков				12.21
Нефтегазосборный трубопровод			Стадия	Лист	Листов
			П	11	
Укрупненный профиль ПК11-ПК12			Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		

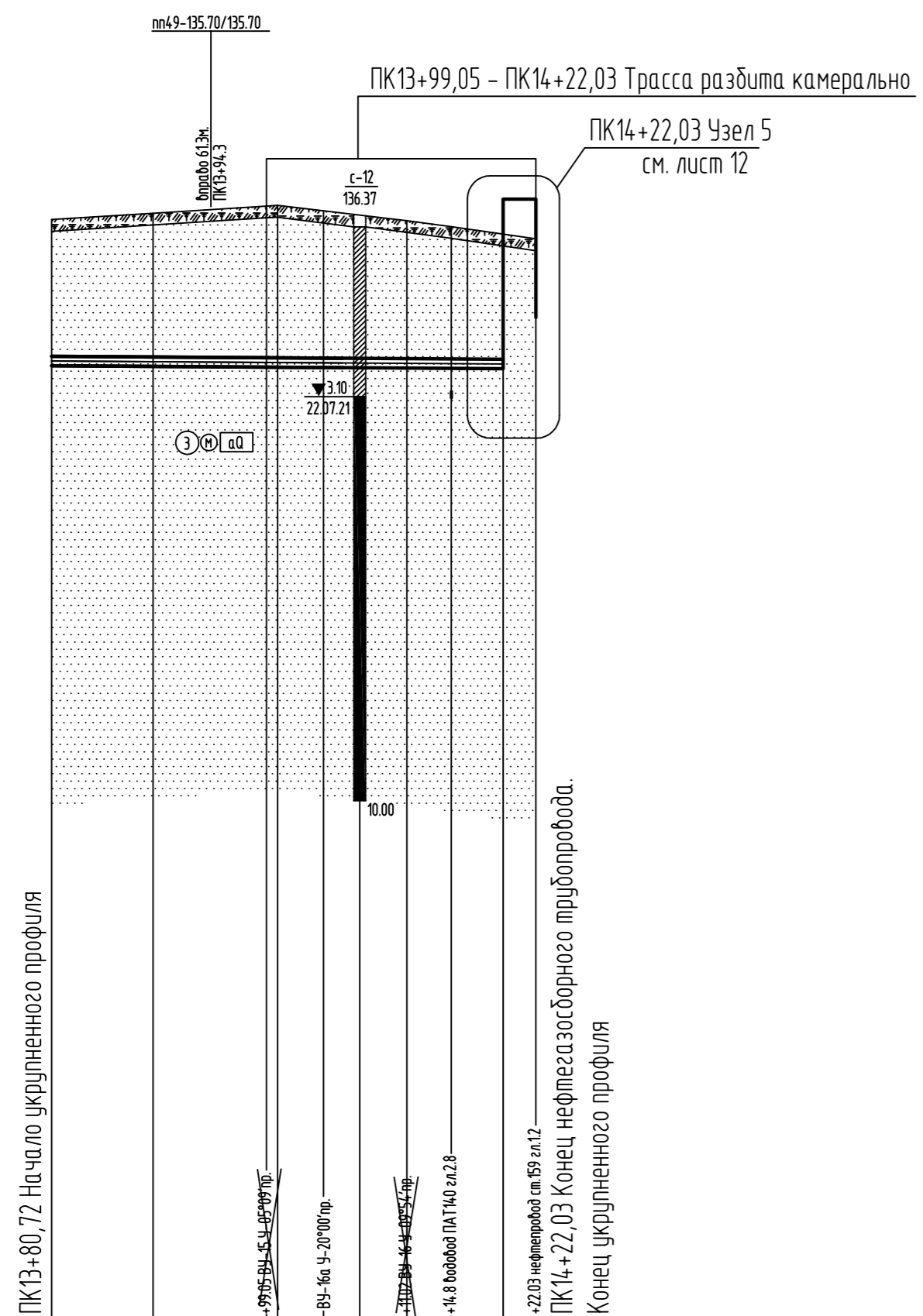


Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N

2019/206/ДС110-РД-РРО.ГСН					
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разраб.		Нестерова			12.21
Проб.		Пастаногова			12.21
Нач. сектора		Булдаков			12.21
Н. контр.		Булдаков			12.21
Нефтегазодборный трубопровод				Стадия	Лист
				П	12
План подхода				Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"	

М 1:500

Формат А2



М 1:500 по горизонтали
 М 1:100 по вертикали
 М 1:100 по вертикали грунта

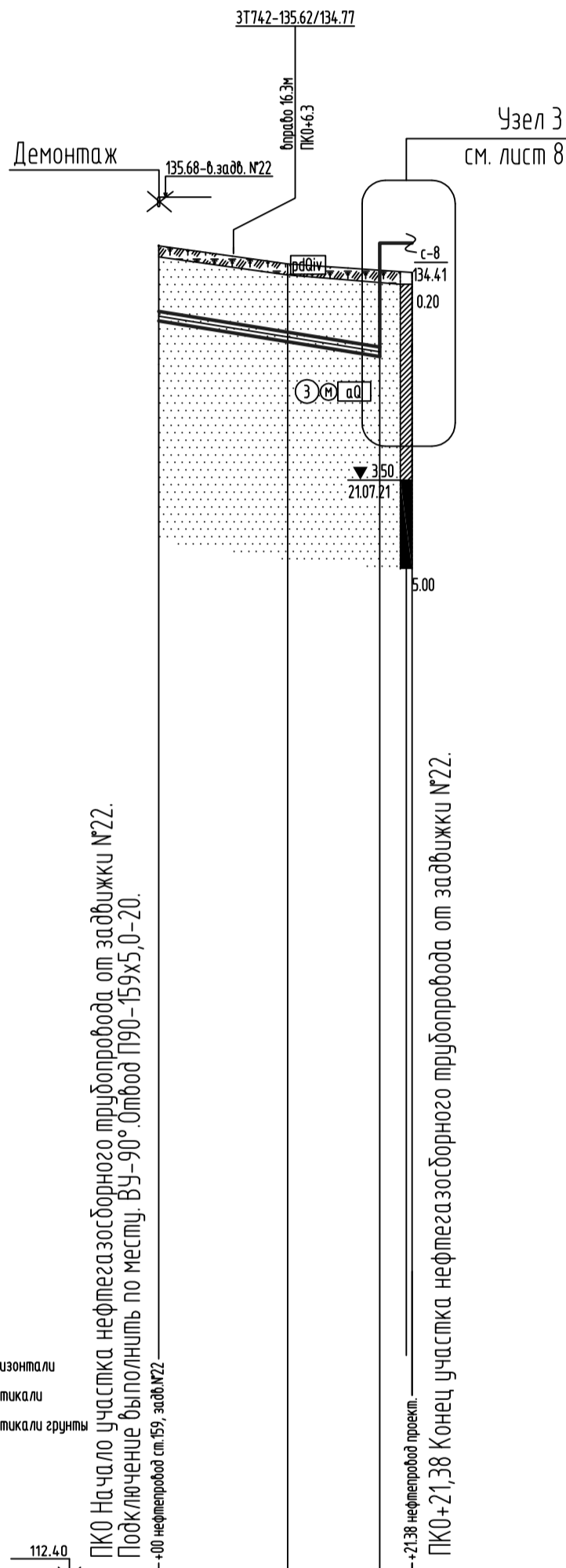
ПК13+80,72 Начало укрупненного профиля

ПК14+22,03 Конец нефтегазосборного трубопровода.
 Конец укрупненного профиля

Инженерно-геологическая характеристика грунтов											
Натурные отметки земли (абсолютные)	136.29	136.40	136.52	136.53	136.40	136.36	136.27	136.17	136.04	135.96	
Проектные отметки земли (абсолютные)											
Проектные отметки н/за трубы (абсолютные)	133.79	133.78	133.77	133.76	133.76	133.75	133.75	133.74	136.54	134.60	
Наличие водосборн. площади	отсутствует										
Категория участка	II										
Труба ФxС,м	Труба стальная электросварная - $\phi 159 \times 5,0$ ГОСТ 20295-85 L=38.37 м										
Уклон, %	0.0013										
Длина участка	18.33	20.04									
Расстояние между отметками	8.7	9.7	0.9	5.54	5.46	3.8	4.34	2.80			
Пикетаж	нат. проект.		14								
Наличие блуждающих токов											
Тип изоляции труб	заводское наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие										
Способ защиты изоляции											
Защитный кожух ФxС/Л,м											
Балластировка											
Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом										
Траншея	Глубина	2.50	2.62	2.75	2.77	2.64	2.60	2.52	2.42	2.30	1.36
	Ширина дна	0,8									
Откосы	1:1										
	Основание	Естественное									
Берегоукрепительные работы	Не требуются										
Способ укладки труб	С дробки траншеи										

Взам. инв. N
 Подпись и дата
 Инв. N подл.

						2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH			
						Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата				
Разраб.	Нестерова				12.21				
Проб.	Пастаногова				12.21				
						Нефтегазосборный трубопровод	Стадия	Лист	Листов
							П	13	
Нач. сектора	Булдаков				12.21				
Н. контр.	Булдаков				12.21				
						Укрупненный профиль ПК13+80,72-ПК14+22,03	Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		



М 1:500 по горизонтали
 М 1:100 по вертикали
 М 1:100 по вертикали группы

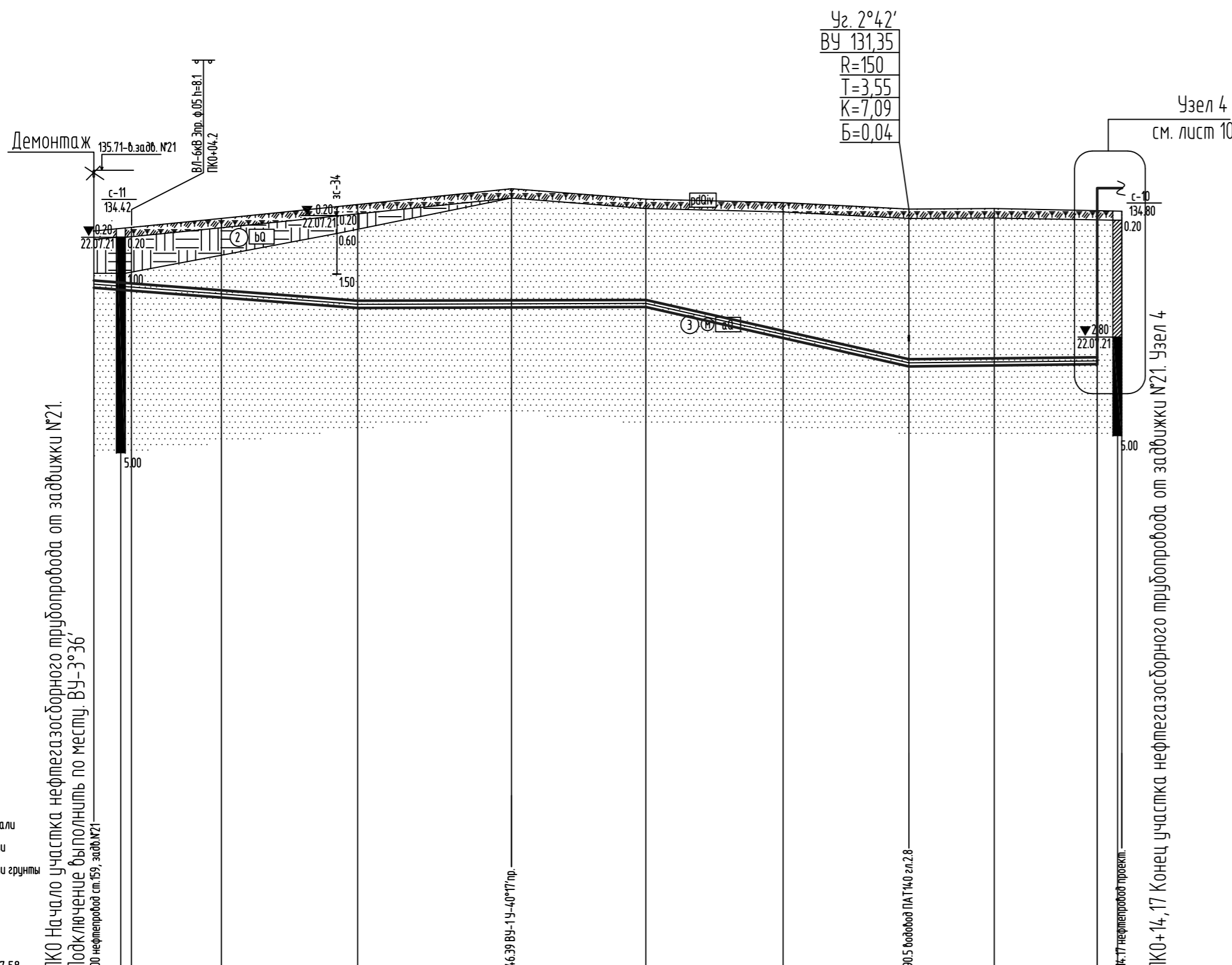
ПКО Начало участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №22.
 Подключение выполняется по месту ВУ-90° отвод П90-159x5,0-20.
 -00 нефтегазосбор. ст. ВУ, задв. №22

+21.38 нефтегазосбор. проект.
 ПКО+21,38 Конец участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №22.

Инженерно-геологическая характеристика грунтов	
Натурные отметки земли (абсолютные)	134.86 134.55 134.45 134.41
Проектные отметки земли (абсолютные)	
Проектные отметки н/за трубы (абсолютные)	133.60 133.25 133.00 134.91
Наличие водосборн. площади	отсутствует
Категория участка	II
Труба ФxС,м	Труба стальная электросварная - $\phi 159 \times 5,0$ ГОСТ 20295-85 L=21.38 м
Длина участка	Уклон, % 0.0323
Расстояние между отметками	10.9 10.48

Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Пикетаж	нат.	проект.	0	
			Наличие блуждающих токов	защитное покрытие			
Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Тип изоляции труб	защитное покрытие			
			Способ защиты изоляции	защитное покрытие			
			Защитный кожух ФxС/Л,м	защитное покрытие			
			Балластировка	защитное покрытие			
Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом			
			Границия	Глубина	1,26	1,30	1,45 +0,50
				Ширина дна	0,8		
			Откосы	1:1			
Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Основа	Естественное			
			Берегоукрепительные работы	Не требуются			
Инв. N подл.	Подпись и дата	Взам. инв. N	Способ укладки труб	С дробки траншеи			

2019/206/ДС110-РД-РРО.ГСН						
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.	Нестерова				10.21	
Проб.	Пасаногова				10.21	
Нач. сектора	Булдаков				10.21	
Н. контр.	Булдаков				10.21	
Нефтегазосборный трубопровод				Стадия	Лист	Листов
				П	14	
ПКО-ПКО+21,38 Профиль участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №22				Проектный центр "ГНИПУ-Нефтепроект"		



М 1:500 по горизонтали
 М 1:100 по вертикали
 М 1:100 по вертикали грунта

ПК0 Начало участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №21.
 Подключение выполнено по месту ВУ-3°36' по вертикали ст. ВУ задвижки №21.

ПК0+14,17 Конец участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №21. Узел 4

Инженерно-геологическая характеристика грунтов	сырой болото 1 типа										
Натурные отметки земли (абсолютные)	134,36	134,44	134,64	134,95	135,30	135,07	134,99	134,85	134,86	134,81 134,80	
Проектные отметки земли (абсолютные)											
Проектные отметки н/за трубы (абсолютные)	133,10 133,04		132,88	132,65	132,66	132,67	131,98	131,39	131,37	131,39 131,40	
Наличие водосборн. площади	отсутствует										
Категория участка	II										
Труба ФxС, м	Труба стальная электросварная - Ø159x5,0 ГОСТ 20295-85 L=114,17 м										
Длина участка	Уклон, %										
Уклон, %	29,3	0,0154				0,0006	32,0	29,2	0,0452		0,0021
Расстояние между отметками	4,2	10,0	15,1	17,1	14,9	15,2	14,0	9,5	14,17		

Взам. инв. N	Пикетаж	нат.	проект.	0							
	Наличие блуждающих токов										
Инв. N подл.	Тип изоляции труб	заводское наружное трехслойное полиэтиленовое покрытие									
	Способ защиты изоляции	Защитный кожух ФxС/Лм									
Подпись и дата	Балластировка	КТБ-160, шаг 5м, n=10 шт.									
	Контроль сварных соединений	100% радиографическим методом									
Траншея	Глубина	1,26	1,40	1,76	2,30	2,64	2,40	3,01	3,46	3,49	3,42 3,40
	Ширина дна	0,8									
	Откосы	1:1					1:1				
	Основание	Естественное									
Инв. N подл.	Берегоукрепительные работы	Не требуются									
	Способ укладки труб	С бровки траншеи									

2019/206/ДС110-РД-РРО.GCH						
Строительство трубопроводов Гагаринского месторождения (2023г.)						
Изм.	Кол.уч.	Лист	N док	Подпись	Дата	
Разраб.	Нестерова				10.21	
Проб.	Пастаногова				10.21	
Нач. сектора	Булдаков				10.21	
N контр.	Булдаков				10.21	
Нефтегазосборный трубопровод				Стадия	Лист	Листов
				П	15	
ПК0-ПК0+14,17 Профиль участка нефтегазосборного трубопровода от задвижки №21				Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"		