

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное 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»

«Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

Часть 4 «Электрохимзащита»

2019/083-PD-TKR4

Том 3.4

Договор №

2019/083

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

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное 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»

«Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120»

Проектная документация

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

Часть 4 «Электрохимзащита»

2019/083-PD-TKR4

Том 3.4

Договор №

2019/083

Заместитель директора по проектированию

Д.Г. Малыхин

Главный инженер проекта

Д.Ю.Минин

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2019

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

Содержание

1. Исходные данные и существующее положение	2
2. Основные технические решения	6
3. Меры безопасности при эксплуатации средств катодной и протекторной защиты	10
3.1. Меры безопасности при эксплуатации средств катодной защиты	11
3.2. Меры безопасности при эксплуатации средств протекторной защиты	11
4. Список нормативной литературы	12
Таблица регистрации изменений	13

Согласовано							2019/083-PD-TKR4.TCH								
	Взам. инв. №														
Изд. и дата															
Изм.															
Кол.уч															
Лист															
№ док															
Подп.															
Дата															
Разраб.															
Проверил															
Н.контр.															
ГИП															
							ЭЛЕКТРОХИМЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ			Стадия	Лист	Листов			
										П	1	13			
										Проектный центр «ПНИПУ-Нефтепроект»					

1 Исходные данные и существующее положение

Раздел разработан на основании следующих документов:

– задания на проектирование, утвержденного Первым Заместителем Генерального директора - Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» И.И. Мазеиным 05.10.2018г.;

– материалов инженерных изысканий, выполненных ООО НПП «Изыскатель» в 2019г.

– анализа существующего положения и коррозионной обстановки в районе проектирования согласно выполненным инженерным изысканиям.

При реализации проекта следует учитывать, что проектные технико-экономические показатели электрохимзащиты обеспечиваются только при безусловном выполнении требований НТД в отношении качества изоляционного покрытия проектируемых подземных металлических коммуникаций.

Проектная документация выполнена в соответствии с требованиями постановления Правительства РФ №87 от 16 февраля 2008г «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию».

Настоящей проектной документацией предусматривается предусматривается строительство нефтепровода "ГЗУ-01401-С – ДНС-0120".

Данным разделом рассматриваются вопросы защиты от электрохимической коррозии проектируемых стальных подземных коммуникаций и сооружений линейной части нефтепровода и площадок камер запуска и приема очистных устройств.

Проектируемый стальные подземные коммуникации, подлежащие защите, представлены нефтепроводом товарной нефти "ГЗУ-01401-С – ДНС-0120", футлярами на нем, трубопроводами и сооружениями площадки запуска и приема.

Проектируемый нефтепровод предусмотрен из стальных электросварных труб тип 1 - 273х6,0 – сталь В20 (К42) по ГОСТ 20295-85 с наружным трёхслойным полиэтиленовым покрытием и внутренним эпоксидным по ТУ 1390-001-60700040-2012

Протяженность линейной части нефтепровода составляет 9501м.

Проектные параметры:

- рабочее давление – до 4,0 МПа;

- температура транспортируемого продукта – +5 ÷ +15°С;

- глубина заложения –1,1 - 2,5м (по профилю);

- переходное сопротивление наружной изоляции $R_{пер}=3 \times 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, согласно п.16 табл.2 ГОСТ Р51164-98.

На нефтепроводе запроектированы защитные кожухи, всего 12 кожухов общей длиной 432 м.

Кожух предусматривается из стальных электросварных прямошовных труб по ГОСТ 10704-91 материал сталь 10 группы В ГОСТ 10705-80 (530х10) с ленточной полимерной антикоррозионной изоляцией усиленного типа согласно

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/083-PD-TKR4.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата			2	

5,65м, с заводским наружным покрытием усиленного типа по ГОСТ Р51164-98 (конструкция 1) с учетом следующих параметров:

- температура транспортируемого продукта - $+5\div 15^{\circ}\text{C}$;
- глубина заложения $-1,1\div -1,5\text{м}$;
- переходное сопротивление наружной изоляции $R_{\text{пер.}}=3\times 10^5 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$, согласно п.16 табл.2 ГОСТ Р51164-98.

Дренажный трубопровод предусмотрен из стальных бесшовных горячедеформированных труб диаметром 114х6,0 по ГОСТ 8732-78, сталь 20 гр. В ГОСТ 8731-74, протяженностью $L=13,12 \text{ м}$ с ленточной полимерная антикоррозионная изоляция усиленного типа согласно ГОСТ Р 51164-98 и ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промышленных трубо-проводов. с учетом следующих параметров:

- глубина заложения $-0,8-1,2\text{м}$;
- переходное сопротивление изоляции $R_{\text{пер.}}=5\times 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$, согласно п.16 табл.2 ГОСТ Р51164-98.

Одновременно с дренажным трубопроводом защите подлежит подземная стальная дренажная емкость 5м³.

Трубопровод канализации дождевой предусмотрены из стальных труб по ГОСТ 10704-91 из стали 20 группы В Ø219х6мм протяженностью $L=10,71\text{м}$ с мастичной изоляцией весьма усиленного типа (конструкция 7) по ГОСТ 9.602-2016 с учетом следующих параметров:

- температура транспортируемого продукта - $+5\div 10^{\circ}\text{C}$;
- глубина заложения $-1,36\div -1,82\text{м}$;
- переходное сопротивление изоляции $R_{\text{пер.}}=5\times 10^4 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$ согласно п.16 табл.2 ГОСТ Р51164-98.

Одновременно с трубопроводом канализации защите подлежат подземные стальные колодец дождеприемный и емкость канализационная $V = 5\text{м}^3$.

Проектируемые сооружения входят в сферу производственной деятельности ЦДНГ-1 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

В административном отношении район изысканий расположен на территории Октябрьского городского округа Пермского края, на землях Дороховского нефтяного месторождения.

В геоморфологическом отношении район работ находится в Волго-Камской провинции низменных и возвышенных равнин и ярусных возвышенностей в районе Верхнекамской и Бельско-Камской ярусно-увалистых эрозионных возвышенностей.

В геологическом строении изысканной территории по результатам бурения инженерно-геологических скважин до глубины 2.0-9.0м, с учетом материалов изысканий прошлых лет принимают участие четвертичные техногенные (tQ) и делювиальные (dQ) грунты, карстово-обвальные образования (N-Q).

Техногенные грунты представлены суглинками, глинами.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/083-PD-TKR4.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к склоново-водораздельному пространству рек Тюш и Сухой Сарс, к долине реки Тюш.

Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов, автодорог.

В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к склоново-водораздельному пространству рек Тюш и Сухой Сарс, к долине реки Тюш. Естественная поверхность в районе работ подверглась влиянию техногенных факторов при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов, автодорог.

Подземные воды на период изысканий (июль, август 2019 года), а также по результатам изысканий прошлых лет [10, 13], инженерно-геологическими скважинами до глубины 2.0-9.0м не встречены.

По подтопляемости территории, согласно прил. И СП 11-105-97, часть II, участки ПК15+89.6-ПК16+44, ПК17+4.9-ПК17+29.9 по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120» относятся к I-A типу (подтопленные в естественных условиях).

Участки ПК4+27-ПК4+51.1, ПК13+67.5-ПК13+99, ПК28+52.1-ПК28+67.5, ПК52+11.5-ПК52+45.5, ПК90+97.7-ПК91+20.6 по трассе нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120», а также площадка камеры приема очистных и диагностирующих устройств (в районе позиций 2 и 3) относятся к II-A₁ типу (потенциально подтопляемые в результате длительных климатических изменений).

Остальные участки трассы нефтепровода «ГЗУ-01401-С-ДНС-0120, а также трасса трубопроводов от т.врезки с выкидных трубопроводов скв.264,267 до проектируемого нефтепровода относятся к III-A типу (неподтопляемые) по подтопляемости территории.

На основании данных бурения, результатов полевых и лабораторных исследований грунтов в геолого-литологическом разрезе изысканной территории, согласно ГОСТ 20522-2012, ГОСТ 25100-2011, выделено 6 инженерно-геологических элементов (ИГЭ).

По степени морозной пучинистости, согласно лабораторным исследованиям и табл. Б.27 ГОСТ 25100-2011 техногенные глины (ИГЭ-1) являются слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 1.70\%$); суглинки твердые, полутвердые (ИГЭ-2) - слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 1.50\%$); глины твердые, полутвердые (ИГЭ-3) - слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 2.40\%$); глины тугопластичные (ИГЭ-3а) - среднепучинистыми ($\epsilon_{fh} - 4.40\%$); дресвяные грунты с суглинистым, глинистым заполнителем (ИГЭ-4) – слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 2.10\%$); щебенистые грунты, щебенистые грунты с суглинистым, супесчаным заполнителем (ИГЭ-5) – слабопучинистыми ($\epsilon_{fh} - 1.30\%$) грунтами.

Для определения коррозионной активности грунтов по отношению к стали были выполнены замеры удельного электрического сопротивления грунтов (УЭС).

По данным СЭП вдоль трассы нефтепровода «ГЗУ-01401-С – ДНС-0120» выделяются три участка с высокими сопротивлениями: ПК 4+50 – ПК 6+60, ПК18 – ПК27, ПК48+80–ПК53. Здесь, по данным ВЭЗ, в разрезе практически от-

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			2019/083-PD-TKR4.TCH						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата				

сутствуют глинистые грунты и близко к поверхности (0.8 – 3.8м) залегают известняки, часто разрушенные до глыб и щебня. На остальных участках трассы глинистые грунты залегают до глубины 1.4 – 3.3м. В отдельных случаях в конце трассы после ПК70 мощность их увеличивается до 5.8 – 7м. Ниже залегают карстово-обвальные образования, карбонатные породы.

Высокая коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали до глубины 2м наблюдается на участках трассы ПК7+50–ПК13+60, ПК39–ПК44, ПК66+60–ПК75+30, ПК89 – конец трассы. На остальных участках коррозионная агрессивность грунтов на глубине 2м средняя и низкая. Блуждающие токи не выявлены.

До глубины 10,5м (на площадке СКЗ-1) и 16 – 19м (на площадке АЗ-1) залегают щебенистые грунты, выветрелые до глыб известняки. Сопротивление грунтов высокое – от 155 до 700 Ом (низкая коррозионная агрессивность по отношению к стали). Ниже залегают известняки с сопротивлением $\rho = 900 - 1300$ Ом. На площадках АЗ-2 и СКЗ-2 до глубины 2.6 – 3.6м залегают глинистые грунты с сопротивлением $\rho = 25 - 35$ Ом (средняя коррозионная агрессивность по отношению к стали). Ниже – дресвяные, щебенистые грунты с сопротивлением от 25 до 70 Ом (средняя и низкая коррозионная агрессивность). Глубже 12 – 16.5м сопротивление грунтов увеличивается до 55 – 100 Ом (низкая коррозионная агрессивность).

Вся территория исследований приурочена к району карбонатного карста Уфимского плато.

Нормативная глубина промерзания глин, суглинков под оголенной от снега поверхностью составляет 1.65м, крупнообломочных грунтов – 2.44м, согласно СП 22.13330.2016.

Согласно СП 11-105-97 часть I, категория сложности инженерно-геологических и гидрогеологических условий района работ по данным проведенных изысканий – III (сложная). Факторами, осложняющими строительство проектируемых сооружений, являются переходы через реку, лога; наличие в геолого-литологическом разрезе изысканной территории специфических грунтов; прогнозируемое формирование горизонта подземных вод типа «верховодка»; закарстованность территории; пучинистость грунтов.

2 Основные технические решения

Согласно ГОСТ Р51164-98 (п.3.3, п.5.1) все проектируемые подземные металлические трубопроводы, футляры, емкости и колодцы подлежат электрохимической защите от коррозии.

Поскольку трасса нефтепровода проходит в районах с разной степенью коррозионной активности грунта и при отсутствии блуждающих токов, проектной документацией принято решение о проектировании катодной и гальванической защиты в грунтах с высоким и средним электросопротивлением грунта, а в грунтах с низким удельным сопротивлением грунта будет предусмотрен только мониторинг коррозионной безопасности трубопроводов.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									6
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/083-PD-TKR4.TCH			

На площадке камеры пуска трубопроводы прокладываются в грунтах с низкой коррозионной активностью, поэтому активной защиты от электрохимической коррозии на них не предусмотрено, выполняется только пассивная защита - защитными покрытиями трубопровода. Предусмотрен контроль за состоянием коррозионной безопасности трубопроводов. Для мониторинга скорости коррозии на трубопроводах площадки пуска установлены колонки КИП, оборудованные блоками пластин индикаторов коррозии БПИ-2 (см. черт. ГЧ-2).

На площадке камеры приема для проектируемых подземных трубопроводов и сооружений принята протекторная защита. Протекторная группа из 3 протекторов ПМ-10У подключаются к защищаемым трубопроводам кабелем ВБШв-1-2х6мм² (см. черт. ГЧ-3).

С целью отсечения заземленного технологического оборудования на вводе в камеру приема предусмотрено изолирующее соединение ИММ с устройством КУ. КИП используются для мониторинга работы изолирующего соединения ИММ с присоединением к трубопроводу до ИММ и после него.

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

Решения по молниезащите и защитному заземлению

По проектируемой отпайке от существующей ВЛ для защиты изоляции провода СИП-3 от пробоя при индуцированных грозовых перенапряжениях и их последствий предусматривается установка на опоре разрядника типа РДИМ-10-К-II УХЛ1.

Для защиты трансформатора ОМП-10 в составе высоковольтной станции катодной защиты со стороны высокого напряжения предусмотрен комплектный СКЗ разрядник, для защиты трансформатора ОМП и низковольтной части СКЗ со стороны низкого напряжения – ограничитель перенапряжений на вводе в СКЗ.

Для понижающего трансформатора ОМП-10-10/0,23 в составе высоковольтных СКЗ согласно ПУЭ п.1.7.101 сопротивление заземляющего устройства принято 4 Ом.

Расчет защитного заземления СКЗ выполнен автоматизированным способом в программе «Электрик v7.8».

Исходные величины и результаты расчетов сведены в таблицу:

Исходные величины и результаты расчетов ЗУ СКЗ

№ СКЗ	Название грунта	ρ грунта, Ом·м	Длина вертикальных заземлителей по, м	Количество вертикальных заземлителей, шт.	Длина горизонтального заземлителя, м	Rзу расчетное, Ом
1	суглинок	35	5,0	2	20	2,49

Заземления опоры проектируемой отпайки на СКЗ-1 обеспечивается присоединением заземляющих выпусков опоры к ЗУ СКЗ.

Взам. инв. №	Подп. и дата						Лист
Инв. № подл.							2019/083-PD-TKR4.TCH
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	9	

ПУЭ, ПТЭ и Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ-328н-2016), а также Правил по охране труда в строительстве», утвержденных приказом Минтруда РФ от 01.06.2015 г. №336н.

Все работы должны выполняться в соответствии с Правилами пожарной безопасности при проведении строительно-монтажных работ, ГОСТ 12.3.016-87, ГОСТ 12.3.008-75, ГОСТ 12.3.005-75, ГОСТ 12.1.004-91.

3.1 Меры безопасности при эксплуатации средств катодной защиты

- К обслуживанию средств и станций катодной защиты (УКЗ) с электроснабжением от сетей до 1000 В допускается оперативный персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже III, или работники из числа административно-технического персонала, имеющий группу по электробезопасности не ниже IV и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации. К обслуживанию электроустановок напряжением выше 1000 В допускаются работники из числа административно-технического персонала, имеющие группу по электробезопасности не ниже V.

- Работники, имеющие право снимать показания приборов, должны иметь группу по электробезопасности не ниже II (п. 3.2, 3.4 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Минтруда № 328н от 24.07.2013).

- Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами изоляции от токоведущих частей УКЗ.

- При осмотрах и ремонте СКЗ со снятием ее из кожуха необходимо снять напряжение вводным автоматическим выключателем внутри СКЗ или разъединителем РЛНД на высоковольтной опоре. Не допускать проведения любых работ во время или при приближении грозы. Все работы по включению электрооборудования проводятся по указанию мастера или прораба при условии окончания монтажных работ и проверке правильности их выполнения, после принятия всех мер безопасности, исключающих поражение персонала электрическим током.

Нельзя допускать проведение любых работ во время или при приближении грозы. Все работы по включению электрооборудования проводятся по указанию мастера или прораба при условии окончания монтажных работ и проверке правильности их выполнения, после принятия всех мер безопасности, исключающих поражение персонала электрическим током.

3.2 Меры безопасности при эксплуатации средств протекторной защиты

К обслуживанию установок протекторной защиты допускается персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже III, в электроустановках напряжением до 1000В или работники из числа административно-технического персонала, имеющие IV группу по электробезопасности, в электроустановках

Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/083-PD-TKR4.TCH	Лист
							11
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

напряжением до 1000В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации.

Работники, имеющие право снимать показания приборов, должны иметь группу по электробезопасности не ниже II (п. 3.2, 3.4 «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок», утв. приказом Минтруда № 328н от 24.07.2013).

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен средствами изоляции от токоведущих частей.

Нельзя допускать проведение любых работ во время или при приближении грозы. Все работы по включению электрооборудования проводятся по указанию мастера или прораба при условии окончания монтажных работ и проверке правильности их выполнения, после принятия всех мер безопасности, исключающих поражение персонала электрическим током.

4 Список нормативной литературы

1. ГОСТ ИСО 9.602-2016. «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
2. ГОСТ Р 51164-98. «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
3. РД-91.020.00-КТН-234-10 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС
4. СНиП III-42-80*. «Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы»;
5. ПУЭ «Правила устройства электроустановок. 7-ое издание», 2008 г.;
6. ВСН 009-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты», Миннефтегазстрой, г. Москва, 1988 г. Дополнение – Электрохимическая защита кожухов на переходах под автомобильными и железными дорогами, г. Москва, 1991 г.;
7. РД 153-394-039-99 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и площадок МН»;
8. Типовая серия 7.402-5 «Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных трубопроводов от коррозии». Выпуск 1; Выпуск 2;
9. Типовая серия МГНП 01-99 ОАО «Узлы и детали электрозащиты инженерных сетей от коррозии». Альбом 1; Альбом 2 института «МосгазНИИпроект».

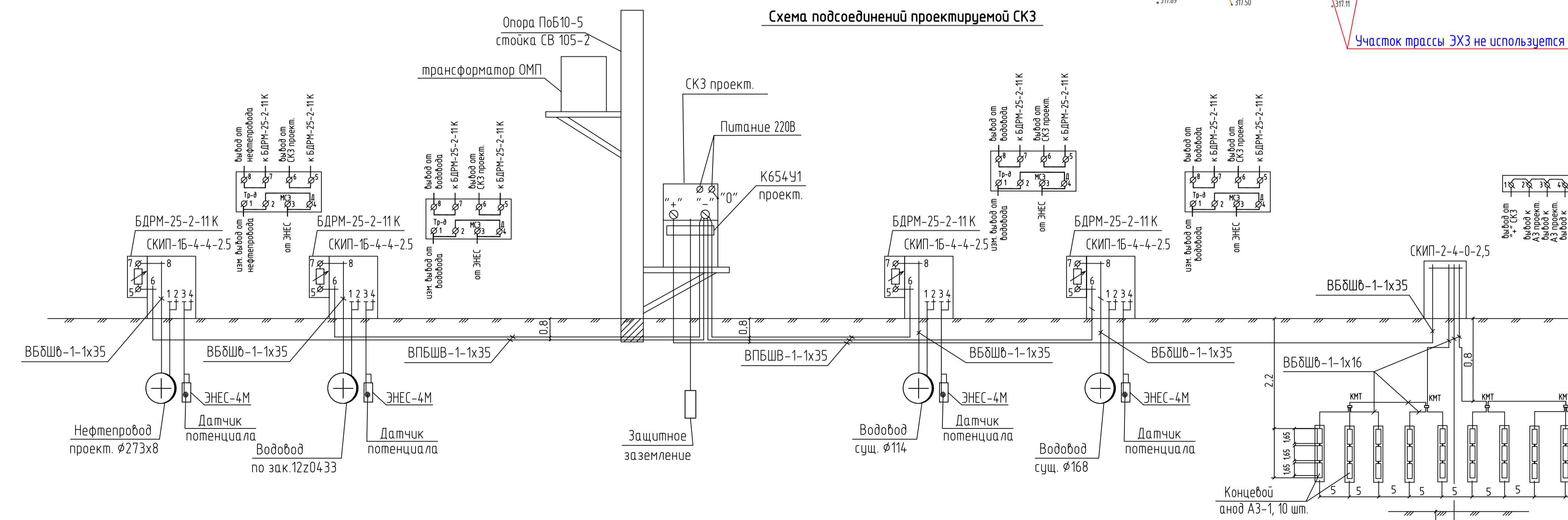
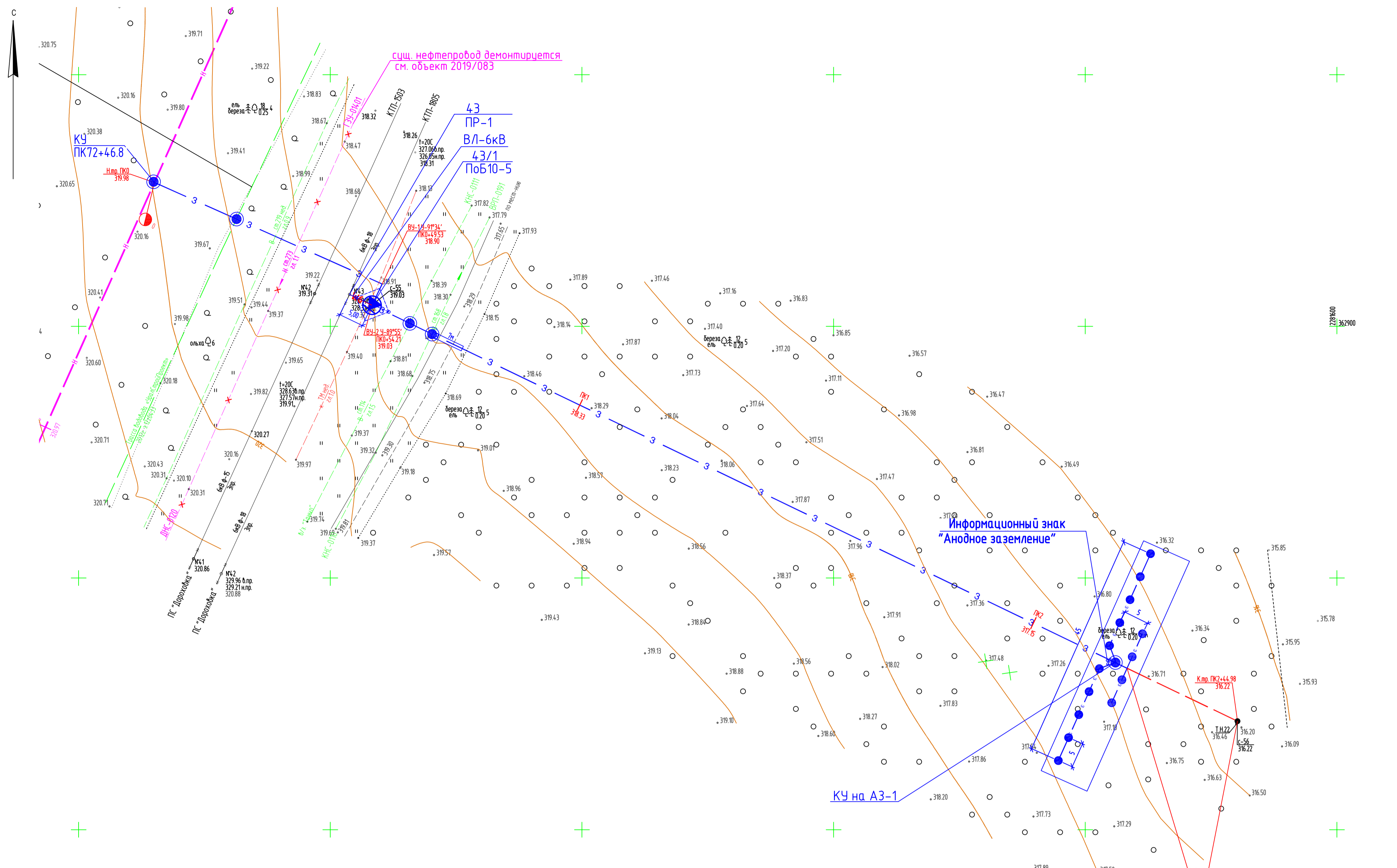
Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									12
Изм	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/083-PD-TKR4.TCH			

Таблица регистрации изменений

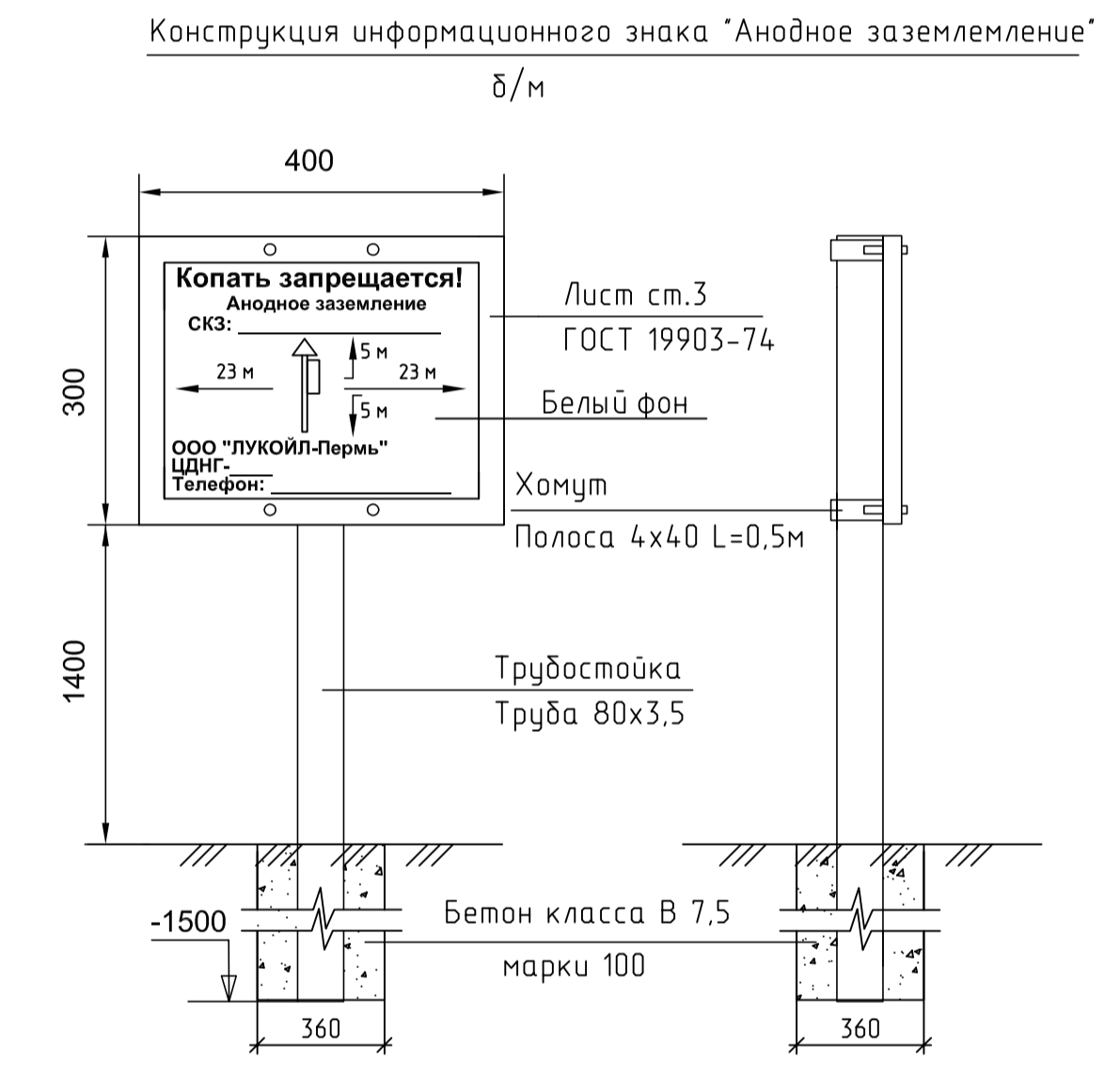
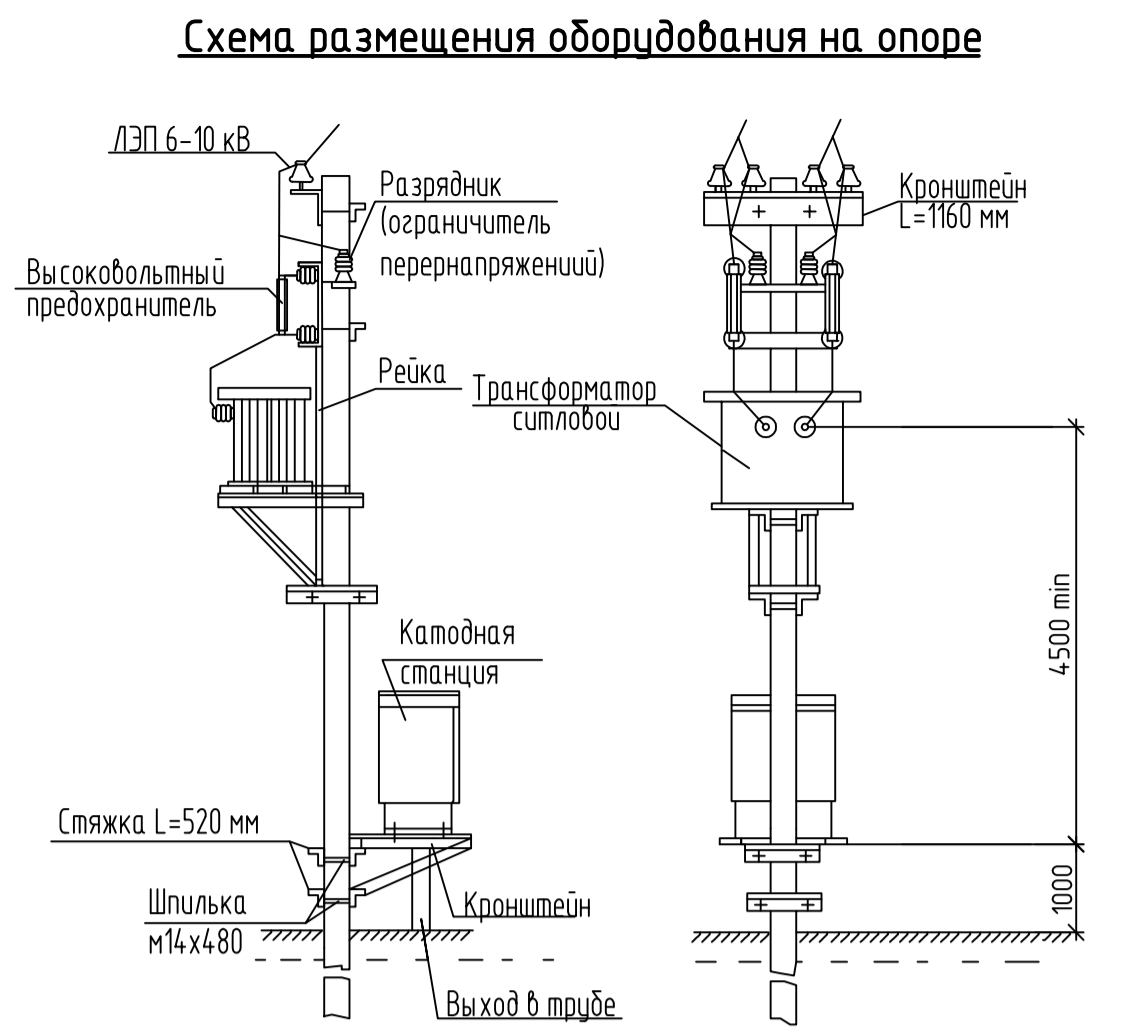
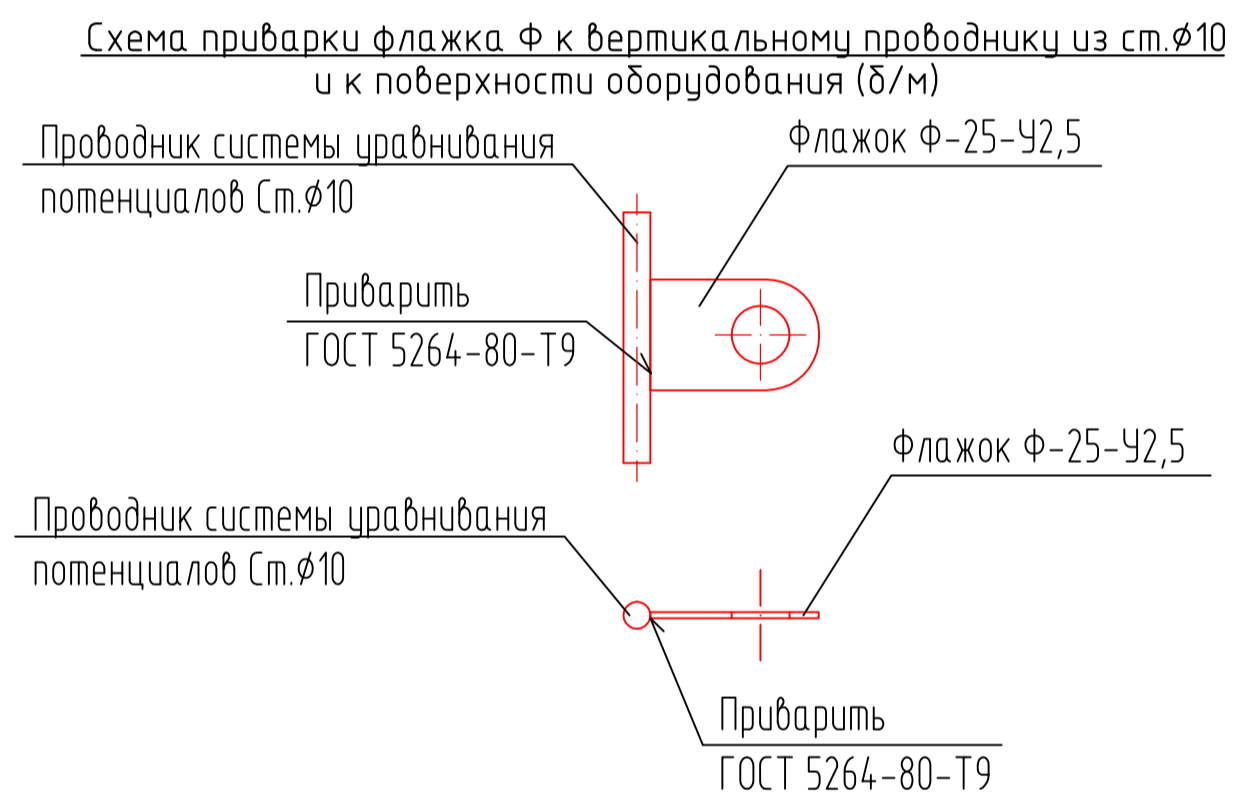
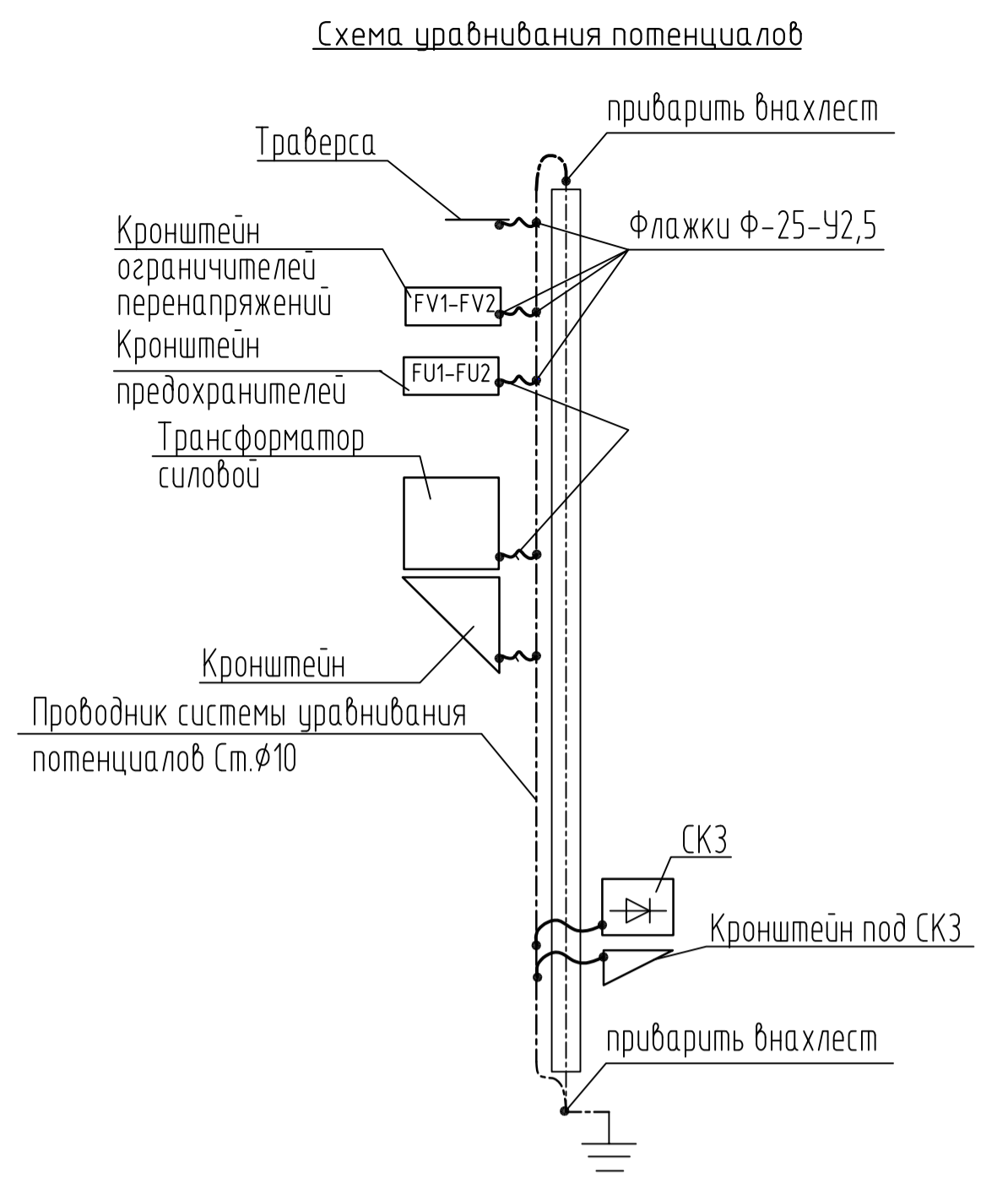
Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подпись	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	2019/083-PD-TKR4.TCH	Лист
							13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата		

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



1. Два выхода: от ЗНЕС и датчика - в КУ предусмотрены двухжильным комплексным кабелем длиной 6,0 м.
2. Контрольный выход от трубопровода в КУ предусмотрен кабелем ВБШВ-1-2х4 - 6 м, 1 кусок.
3. В SKIP-2Б клеммы 1, 2, 3, 4 - измерительные, клеммы 5, 6, 7, 8 - силовые.



Расчетные данные параметров СКЗ проект.

Наименование параметр	Ед. изм.	Величина		
		нач. период	конеч. период	макс. допуст.
Потенциал "труда-земля" поляризационный в точке дренажа	В	-1,1		
Величина защитного тока	А	12	16	25
Удельное электрическое сопротивление грунта и пород	Ом · м	40,0		
Количество анодов АЗ-1 подпочвенного анодного заземления	шт.	14		
Сопротивление растекания анодного заземления	Ом	0,53	2,5	
Сечение кабеля линии постоянного тока	мм ²	35		
Сопротивление цепи постоянного тока	Ом	0,83	2,9	
Падение напряжения в цепи постоянного тока	В	9,96	13,28	72
Тип защитного устройства		СКЗ-3,0 кВт		
Мощность, потребляемая со стороны переменного тока	кВт	0,187	0,332	2,25

Условные обозначения и изображения	
Обозначения и изображения	Наименование
	Проектируемый нефтепровод
	Существующий нефтепровод
	Существующий водовод
	существующий кабель связи
	Контактное устройство
	Станция катодной защиты на опоре
	Электроды анодного заземления
	Кабель электрохимзащиты в траншее
	ВЛ-6 кВ существующая
	ВЛ-6 кВ проектируемая

Примечание

1. В районе ПК72+46,8 трассы нефтепровода предусматривается установка высоковольтной станции катодной защиты.
2. Для электроснабжения проектируемой станции выполнить отпайку от существующей опоры №43 ВЛ-6 кВ Ф-18 "ПС «Дороховка» - КТП-1805" ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и строительство ВЛ от существующей опоры №43 ВЛ-6 кВ до проектируемой СКЗ.
3. Проектируемая отпайка от существующей ВЛ до проектируемой СКЗ выполняется самонесущим изолированным проводом СИП-3 сечением 50 мм² на железобетонных опорах со стойками СВ105-2.
4. Закрепление опор для проектируемых отпайек в группе выполняется в сферные котлованы Д-350мм глубиной 2,5м с последующей засыпкой пауз песком средней крупности и последующей трамбовкой с доведением его объемного веса до 1,7 т/м³. После установки опоры выполнить отсыпку глиной.
5. При монтаже мачтовой трансформаторной подстанции МТПО-10-6/0,23 руководствоваться данным чертежом совместно с прилагаемой документацией на высоковольтную СКЗ. Подключение трансформатора ОМП-10 выполняется проводом марки СИП-3 сечением 50 мм².
6. Устройство катодной защиты установить на кронштейне, закрепленном стяжками к проектируемой опоре с трансформатором ОМП-10.
7. Подключение станции катодной защиты к трансформатору ОМП-10 осуществить кабелем марки ВБШВ-1-3х4 (10 м, 1 кус.).
8. Вход кабеля в СКЗ от SKIP осуществляется в трубе ПНД/ПВД Д-110мм L=1,5 м.
9. Контактные устройства в точках дренажа выполнять типа SKIP-15 с БДРМ-25-2-11-К и ЗНЕС-4М по черт. 7.402-5-1-58; 1-66; 1-67; 1-78.
10. Дренажные линии от станции катодной защиты до КУ приняты кабельные из кабеля ВПБШВ-1-1х35мм². Марка кабеля ВПБШВ принята в связи со средней и сильной лучиистостью грунтов. Глубина прокладки кабеля 0,8м, тип траншеи принят Т-1.
11. Дренажный кабель по всей длине защитить лентой сигнальной ЛСЗ-250.
12. Заземляющее устройство СКЗ выполнить из 4-х электродов Ø18 мм (по L=5 м) и соединяющей их стальной полосы 50х5 мм, проложенной на глубине 0,5м. Заземление опоры 43 с разъединителем, 43/1 с трансформатором ОМП-10 осуществить путём подведения к защитному контуру СКЗ полосой 5х50. Сопrotивление растеканию защитного заземления - 4,0 Ом, в случае превышения нормируемого значения сопротивления заземляющего устройства необходимо увеличить его размеры (количество электродов).
13. Защита станций СКЗ от токов короткого замыкания на стороне 6 кВ осуществляется комплектами высоковольтными предохранителями (2 шт., установить на опоре совместно с трансформатором ОМП-10).
14. Для защиты СКЗ от индуктированных х грозовых перенапряжений и их последствий установить комплекты разрядники (2 шт., установить на опоре совместно с трансформатором ОМП-10).
15. Анодное заземление (АЗ) проектируемой установки катодной защиты выполнять поверхностным с вертикальным расположением наращиваемых и концевых анодов АЗ-1 в коксопековой оболочке в два ряда с контактными устройствами типа SKIP-2-4-0-2,5 по черт. 7.402-5-1-33; 1-40; 1-41.
16. Для уравнивания потенциалов все открытые токопроводящие части оборудования высоковольтной СКЗ и металлические изделия опоры соединяются между собой проводником из круглой стали Ø10мм и проводом медным гибким ПВ-3 сечением 6мм², присоединяются к контуру заземлителя. Схему системы уравнивания потенциалов см. на данном листе. Для присоединения провода ПВ-3 к заземляющему проводнику и оборудованию выполнить приварку флажков Ф-25-У2,5. Схема приварки показана на данном чертеже.
17. С целью предотвращения повреждения третьими лицами анодного поля проектируемой станции катодной защиты установить информационный знак. Место установки показано знака на плане. Общий вид и размеры информационного знака показаны на данном чертеже.

2019/083-РД-ТКР4.GCH					
Строительство нефтепровода товарной нефти УПТН «Благодарка» - УПТН «Оса»					
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата
Разр.	Подпись	Лист	07.18		
Проб	Дружина	Лист	07.18		
Н. контр.	Трещин	Лист	07.18		
Электрохимзащита				Р	1
План установки проектируемой СКЗ				3	
Проектный центр "НИИП-Нефтепроект"				Формат А2х3	

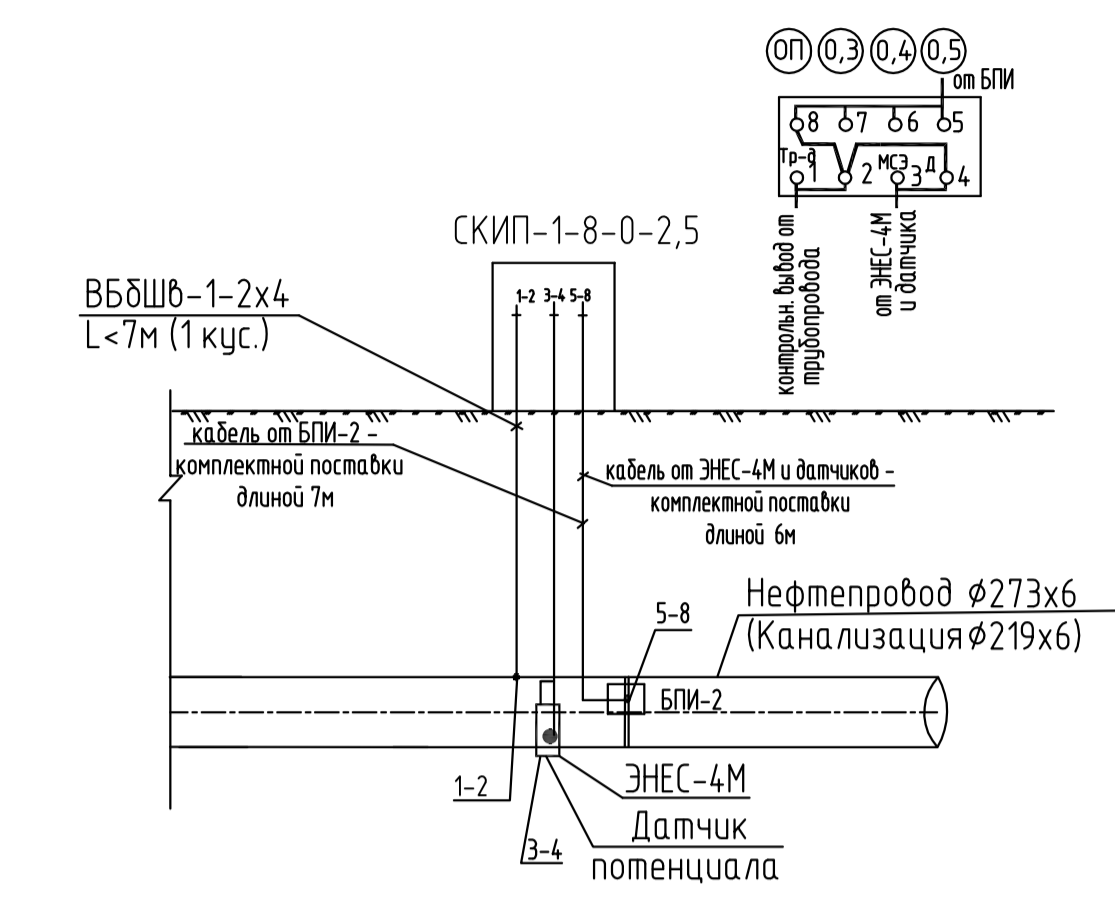
Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Площадка устройства пуска	
2	Дренажная ёмкость V=5м3	
3	Канализационная ёмкость V=5м3	
4	Молниеотвод	
Существующие:		
5	ГЗУ-01401	
6	ГЗУ-01402	
7	Площадка камеры пуска очистных устройств	
8	Площадка камеры пуска очистных устройств	
9	Блок КИП	
10	Скважина нефтяная-4шт.	

Условные графические обозначения и изображения

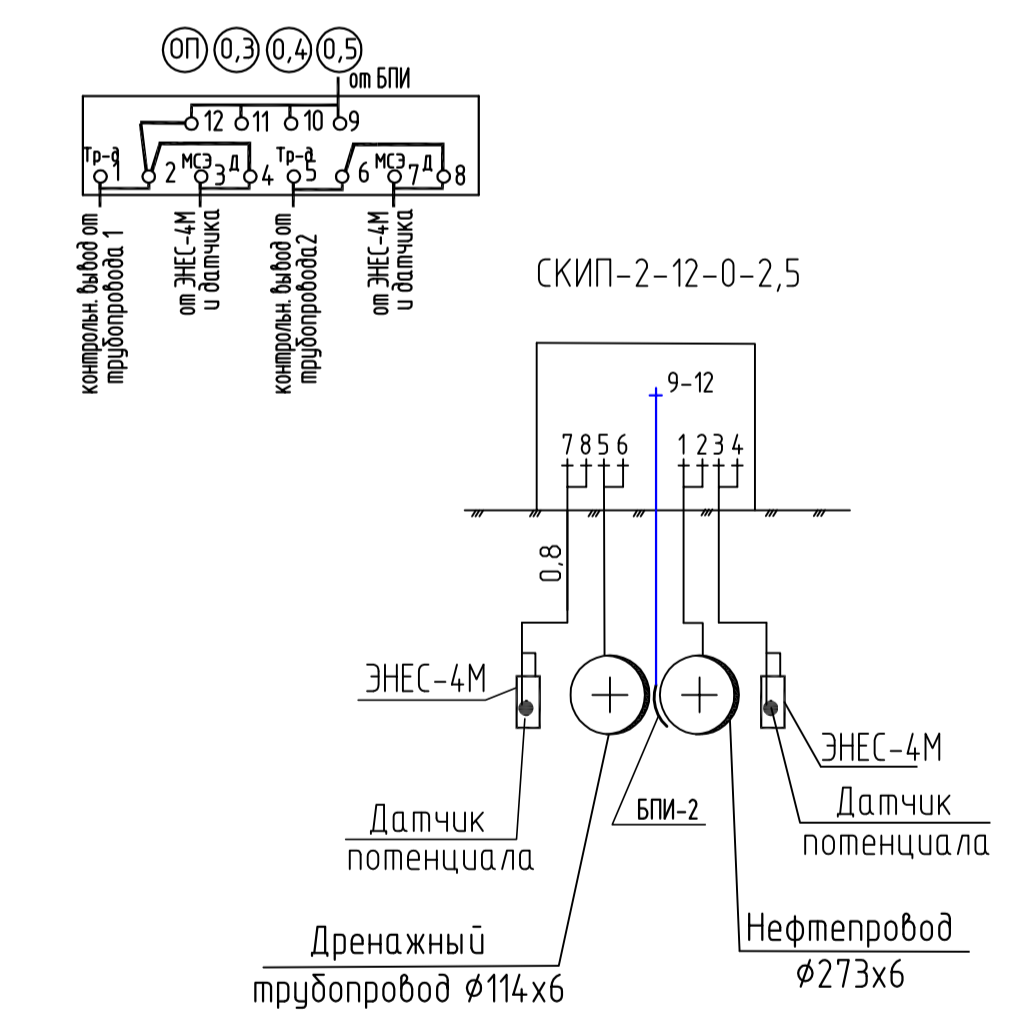
Условные обозначения	Наименование
Проектируемые:	
--- --	условная граница проектирования
--- ---	граница отвода земельного участка на период строительства
[]	проектируемые сооружения
[штриховка]	покрытие автопроезда из щебня
Инженерные сети, прокладываемые:	
---	в траншее
--- ---	в футляре, в трубе
---	Нефтепровод
---	Дренажный трубопровод
---	Канализация дождевая
⊕	Дождеприёмный колодец
⊗	Колодец с гидрозатвором
⊙	Заземление
●	Контрольно-измерительный пункт

Схема подсоединений в КИП-1,2

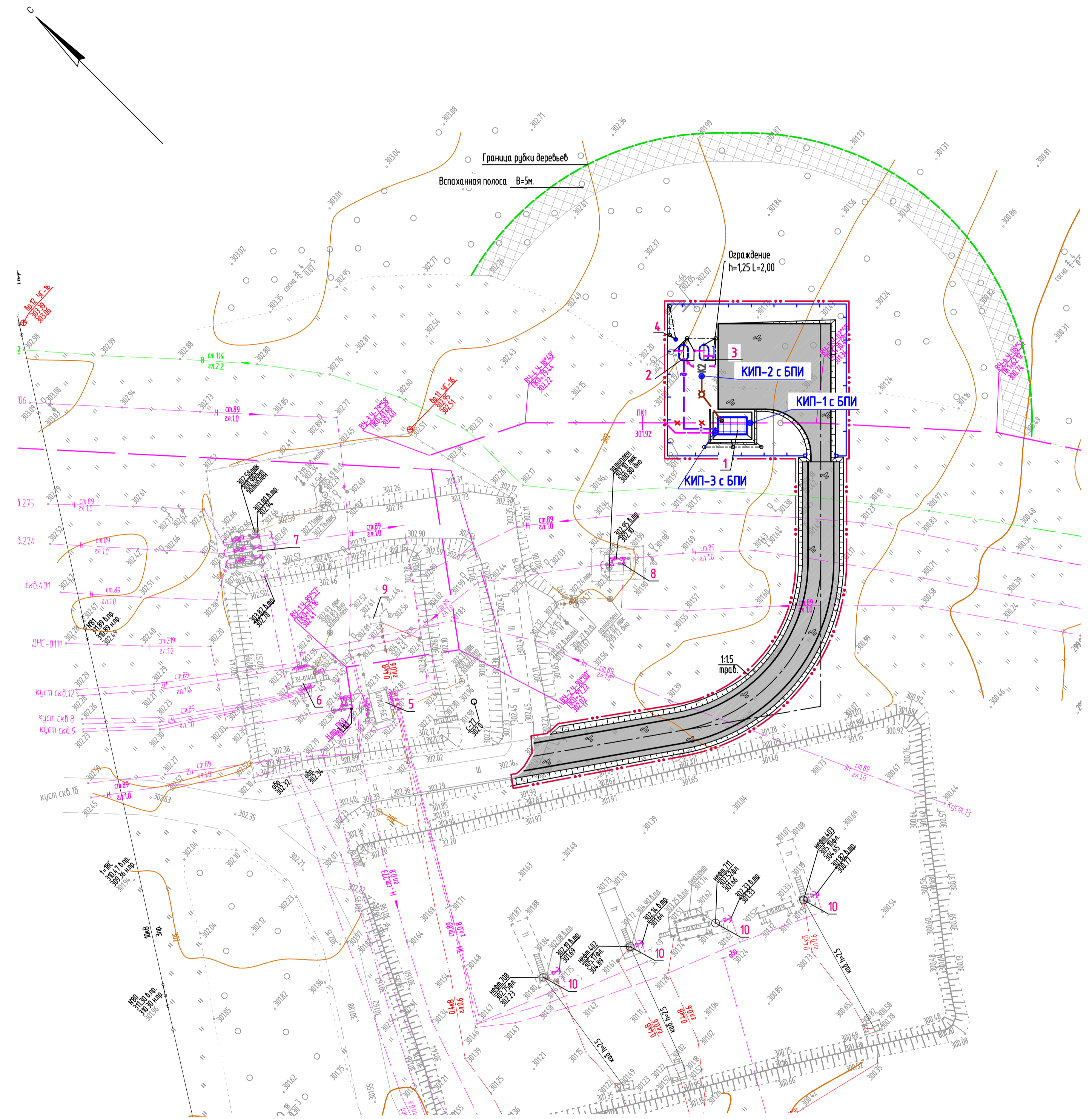


1. Выходы: от ЗНЕС-4М и датчика - в КИП предусмотрены двужильным комплектным кабелем длиной по 6 м.
2. Контрольный вывод от нефтепровода в КИП предусмотрен кабелем ВБШВ-1-2х4 - 7 м, 1 кусок.
3. В СКИП-1: клеммы 1-8 - измерительные.

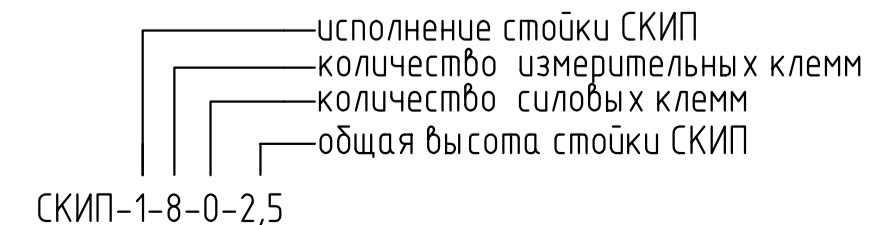
Схема подсоединений в КИП-3



1. Выходы: от ЗНЕС-4М и датчика - в КИП предусмотрены двужильным комплектным кабелем длиной по 6 м.
2. Контрольный вывод от трубопроводов в КИП предусмотрен кабелем ВБШВ-1-2х4 - 12 м, 2 куска.
3. В СКИП-1: клеммы 1-12 - измерительные.



В маркировке стойки КИП:

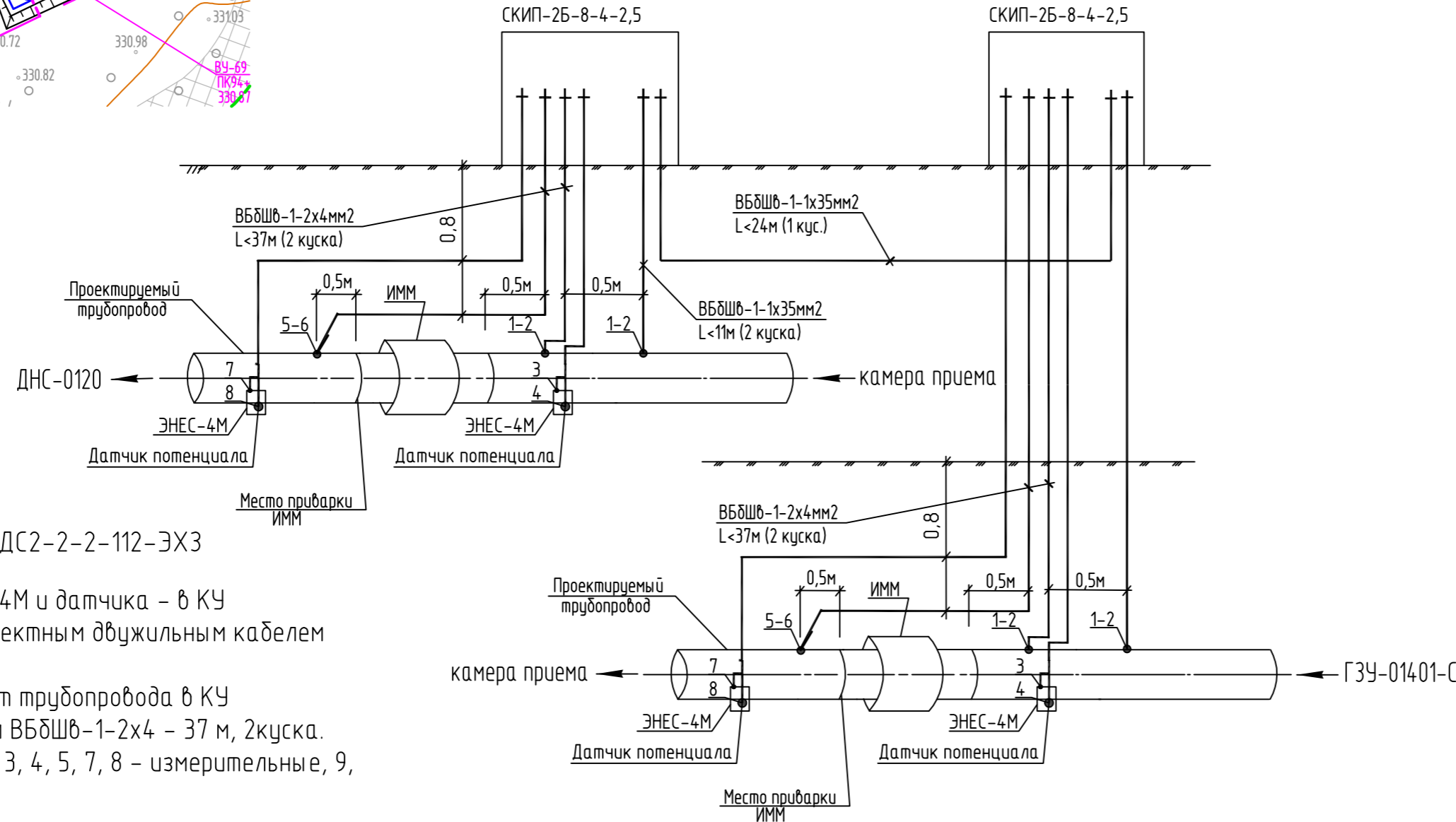
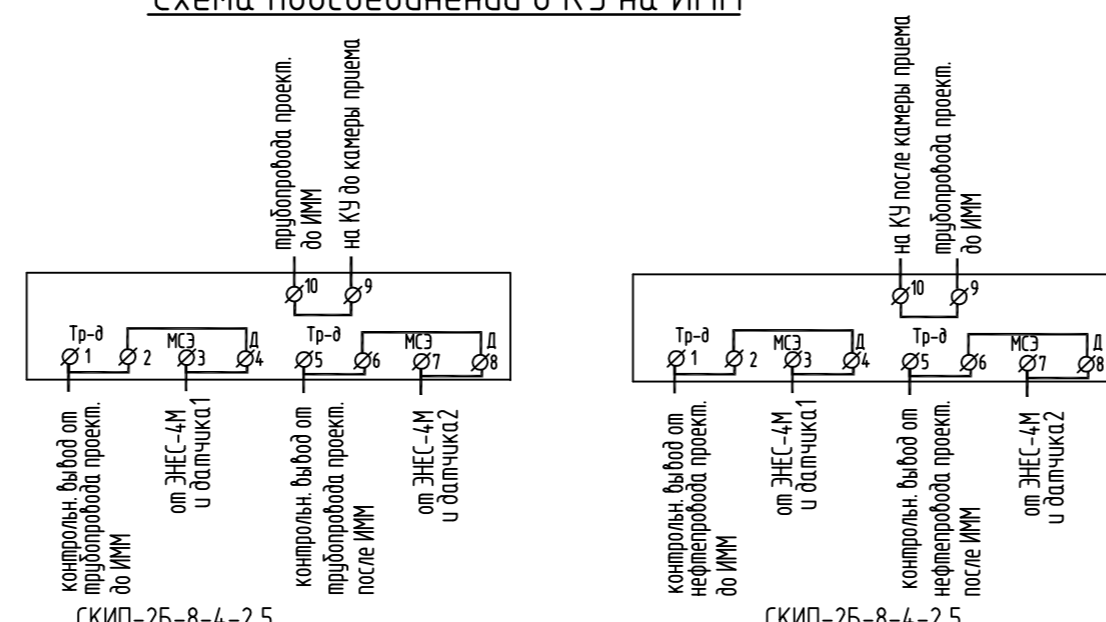
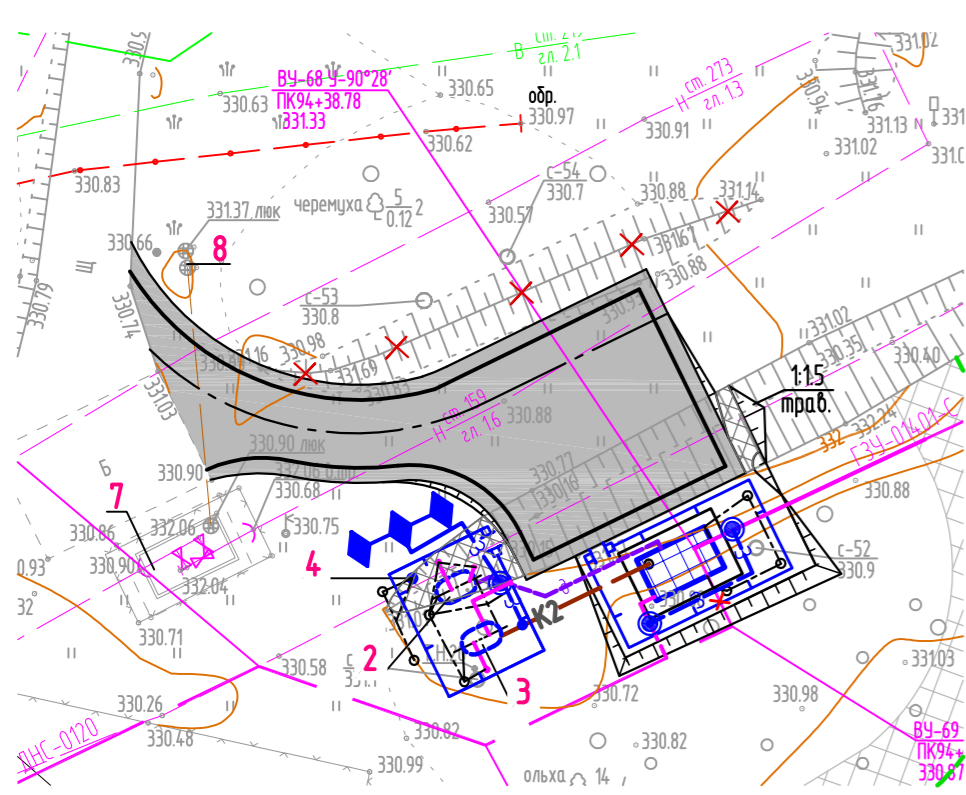


Примечания:

1. Для трубопроводов камеры пуска по трассе нефтепровода "ГЗУ-01401-С-ДНС-0120", запроектированных в грунтах с низкой коррозионной активностью, предусмотрена пассивная защита от коррозии - изоляционными покрытиями, а также предусмотрена установка средств контроля за потенциалами на наружной поверхности трубопроводов и за скоростью наружной коррозии на проектируемых трубопроводах.
2. Для контроля за коррозионным состоянием нефтепроводов, трубопровода дождевой канализации и дренажного трубопровода предусмотрено устройство контрольно-измерительных пунктов (КИП) с выводом в колонки типа СКИП (для КИП-1 и 2 это колонка СКИП-1-8-0-2,5, для КИП-3 - СКИП-2-16-0-2,5).
3. Колонки СКИП выполнить по черт. 7.402-5.1-58; 1-67; 1-66.
4. КИПы оснастить медно-сульфатным электродом сравнения типа ЗНЕС-4М.
5. Каждый КИП дополнительно оборудовать блоком пластин индикации скорости коррозии БПИ-2.
6. Установка ЗНЕС-4М, БПИ-2 выполняется в соответствии с прилагаемыми к ним инструкциями завода-изготовителя.
7. Выходы в КИПе от ЗНЕС с датчиком и от БПИ-2 предусмотрены комплектным двужильным кабелем длиной 6,0 м каждый вывод.
8. Кабельные выходы с ЗНЕС и БПИ-2, на горизонтальных и вертикальных участках защищать трубой гофрированной диаметром $\Phi 63$ мм из учета по L=3м на ЗНЕС и БПИ-2.
9. Кабельные линии уточнить по месту.

				2019/083-рД-ТКР4.GCH		
				Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120		
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подпись	Дата	
Разраб.	Дружинина				11.19	
Проб.	Трясцин				11.19	
				Электрохимзащита		Стадия
				Р		Лист
				2		Листов
				План установки средств ЭХЗ на площадке камеры пуска		Проектный центр "ПНИПУ-Нефтепроект"
Н. контр.	Трясцин				11.19	

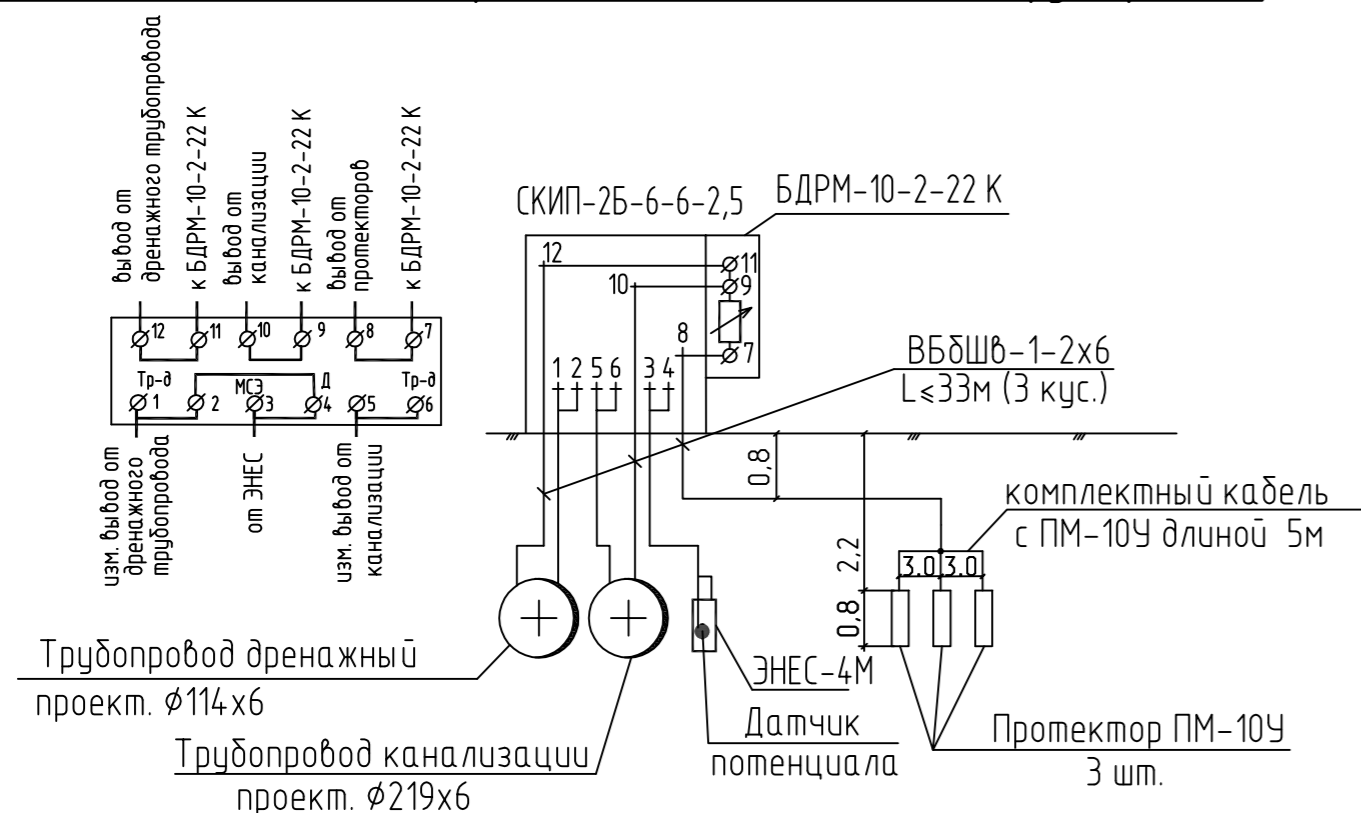
Схема подсоединений в КУ на ИММ



2019/206/ДС2-2-2-112-ЭХЗ

1. Два вывода: от ЭНЕС-4М и датчика - в КУ предусмотрены комплектным двужильным кабелем длиной 6м.
2. Контрольный вывод от трубопровода в КУ предусмотрен кабелем ВБШВ-1-2х4 - 37 м, 2куска.
3. В КИП-2: клеммы 1, 2, 3, 4, 5, 7, 8 - измерительные, 9, 10 - силовые.

Схема подсоединений в КУ на дренажном и канализационном трубопроводах



1. Два вывода: от ЭНЕС-4М и датчика - в КУ предусмотрены комплектным двужильным кабелем L=6 м.
2. Контрольный вывод от трубопровода в КУ предусмотрен кабелем ВБШВ-1-2х4 - 12 м, 2 куска.
3. В СКИП-2Б: клеммы 1, 2, 3, 4, 5, 6 - измерительные, клеммы 7, 8, 9, 10, 11, 12 - силовые.

Примечания:

1. Для защиты от ЭХК проектируемых дренажного трубопровода и емкости, коммуникаций дождевой канализации проектом предусмотрены протекторная защита протекторами ПМ-10У.
2. На проектируемых дренажном и канализационном трубопроводах выполнить контактное устройство типа СКИП-2Б с БДРМ-10-2-22-К и ЭНЕС-4М по черт. 7.402-5.1-58; 1-66; 1-67; 1-78. Подсоединение группы протекторов из трех штук выполнить в данном контактном устройстве через блок БДРМ-10-2-22-К по черт. 7.402-5.1-60; 1-80.
3. Для мониторинга работы изолирующего соединения ИММ и шунтирования камеры приема с целью прохождения защитного тока через камеру приема установить КУ с присоединением к трубопроводу до ИММ и после него, в соответствии схемой, представленной на данном чертеже.

1:500

Экспликация зданий и сооружений

Номер на плане	Наименование	Координаты квадрата сетки
Проектируемые:		
1	Площадка устройства приема	
2	Дренажная ёмкость V=5м ³	
3	Канализационная ёмкость V=5м ³	
4	Молниеотвод	
Ранее запроектированные: (зак. 6426-ПЗУ1 филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПнефть" в г. Пермь)		
5	Площадка камеры приема 0У	
6	Дренажный колодец	
Существующие:		
7	Узел пуска очистки	
8	Дренажная ёмкость	
9	Факел	
10	Камера приема - 3шт.	
11	Дренажная ёмкость Е-5 V=63м ³	
12	Дренажная ёмкость Е-6 V=16м ³	
13	Блок автоматики	

Условные графические обозначения и изображения

Условные обозначения	Наименование
Проектируемые:	
	- условная граница проектирования
	- граница отвода земельного участка на период строительства
	- проектируемые сооружения
	- покрытие автопроезда из щебня
	- демонтаж
Инженерные сети, прокладываемые:	
	- в траншее
	- в футляре, в трубе
	Нефтепровод
	Дренажный трубопровод
	Канализация дождевая
	Дождеприемный колодец
	Заземление
	Контактное устройство
	Протекторы ПМ-10У
	Кабель ЭХЗ

2019/083-PD-TRK4.GCH

Реконструкция нефтепровода ГЗУ-01401-С-ДНС-0120

Изм.	Кол.ч.	Лист № док.	Подпись	Дата	Электрорхимзащита	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Подшибалов		11.19				
Проб.		Дружинина		11.19				
Н. контр.		Трясцин		11.19	План установки средств ЭХЗ на площадке камеры приема			Проектный центр "НИПУ-Нефтепроект"