



Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 284 от 12.02.2018 г.

Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы в газовой и
нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»

№ СРО-П-125-26012010

**«Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь
строительства»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 6 «Технологические решения»

Книга 2 «Решения по трубопроводам»

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2

Том 6.2

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

Заместитель директора –
Главный инженер

Главный инженер проекта

О.С. Соболева

К. В. Худяев

Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.С	Содержание тома 6.2	1 лист
10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, технологических решений. Технологические решения. Решения по трубопроводам.	45 листов
	Текстовая часть.	
10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г	Ведомость документов графической части	17 листов
	Общее количество листов документов, включенных в том 5.7.3	63 листа

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.					11.23
Проверил	Новоселова				11.23
ГИП	Худяев				08.23
Н.контр.	Солдаева				11.23

10-16-2НИПИ/2022-ТКР1.С

Содержание тома 3.1

Стадия	Лист	Листов
П	1	1
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

Содержание

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	3
1.1	Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта	5
1.2	Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта .	6
1.3	Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта.....	9
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка, предоставляемого для размещения линейного объекта.....	12
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	14
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта ..	15
5	Сведения о проектной мощности линейного объекта	17
6	Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта(в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов.....	18
6.1	Общие решения по трубопроводам	18
6.2	Решения по нефтесборным коллекторам и выкидным линиям	19
6.3	Общие сведения	27
6.4	Результат расчёта промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость.....	28
6.5	Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия.....	28
6.6	Решения по защите трубопровода от коррозии	29
7	Перечень мероприятий энергосбережению	31
8	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного,	

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

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т					
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Суркова			11.23
Разраб.		Гарифулина			10.23
Проверил		Новоселова			11.23
Н.контр.		Салдаева			11.23
Решения по трубопроводам					
		Стадия	Лист	Листов	
		П	1	55	
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»					

транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта32

9	Сведения о численности и профессионально-квалификационном составе персонала с распределением по группам производственных процессов, число и оснащенность рабочих мест	34
10	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	35
10.1	Объем контроля и автоматизации	35
10.2	Объем контроля и автоматизации	37
10.3	Технические средства автоматизации	42
11	Описание и обоснование проектных решений при реализации требований, предусмотренных статьей 8 Федерального закона «О транспортной безопасности»	45
12	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	48
13	Решения по устройству переездов	49
Приложение А (обязательное) Физико-химические свойства		51
Библиография		52

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								2
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Настоящая проектная документация разработана на основании задания на проектирование объекта «Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства», утвержденного Первым заместителем Генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.

В настоящем томе предусматривается строительство нефтесборных коллекторов. Характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень проектируемых трубопроводов с характеристиками

Наименование	Назначение*	Диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность м	Протяженность с удлинителями м	Промысловые трубопроводы СП 284.1325800.2016		Рабочее давление, МПа
					Класс	Категория по назначению	
Нефтесборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642 (куста №2770)	Н	159х6	1312	1322,6	III	II	4,0
Нефтесборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647	Н	159х6	2407	2415,3	III	II	4,0
Выкидная линия «скв. 775 до т.вр.скв.775»	Н	89х6	3591	3626,8	III	II	4,0
Примечание: Н – нефтепровод							

В соответствии с заданием на проектирование, техническими условиями предусматривается предусмотрено проектирование следующих объектов:

- 1 этап: Строительство нефтегазопровода от куста №2640 до т.вр. куста №2642»;
- 2 этап: Строительство КТП на кусте №2642;
- 3 этап: Обустройство скв. №2641ОЦ куста №2642 с технологическими сетями и оборудованием;

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							3

4 этап: Обустройство скв. №2640 куста №2642 с технологическими сетями и оборудованием;

5 этап: Обустройство скв. №2643 куста №2642 с технологическими сетями и оборудованием;

6 этап: Обустройство скв. №2642ГС куста №2642 с технологическими сетями и оборудованием;

7 этап: Строительство нефтегазопровода от куста №2647 до т.вр. куста №2647»;

8 этап: Строительство КТП на кусте №2642;

9 этап: Обустройство скв. №2646ОЦ куста №2647 с технологическими сетями и оборудованием;

10 этап: Обустройство скв. №2649 куста №2647 с технологическими сетями и оборудованием;

11 этап: Обустройство скв. №2647ГС куста №2647 с технологическими сетями и оборудованием;

12 этап: Строительство выкидной линии «скв.775 до т.вр. скв. 775»;

13 этап: Демонтаж недействующих коммуникаций по трассе выкидной линии «скв.775 до т.вр. скв. 775».

В административном отношении участок работ расположен на территории МО ГО «Усинск» Республики Коми на землях лесного фонда Усинского участкового лесничества ГУ «Усинское лесничество».

Ближайший населенный пункт – п. Верхнеколвинск, находится в 8,5 км к югу от района работ. Административный центр – г. Усинск расположен в 85 км к юго-юго-востоку от территории строительства.

Город Усинск – центр нефтедобывающего района Республики Коми с развитой инфраструктурой. В городе имеются: современный аэропорт с воздушным сообщением между городами Москва, Сыктывкар, Ухта, Нарьян-Мар и железнодорожная станция, принимающая грузопассажирские поезда по железнодорожной магистрали «Москва – Воркута», а также порт на р. Уса. Подъезд к району строительства осуществляется от г. Усинск по автодороге «Усинск – Харьяга».

Гидрографическая сеть района работ представлена рекой Колва и ее притоками. Рельеф территории слаборасчленённый, общее понижение наблюдается к р. Колва. Местность заболочена, местами заозёрена. Естественный рельеф нарушен

Согласно карте климатического районирования участок строительства относится к строительно-климатическому подрайону ИД со следующим районированием территории:

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							4

- по весу снегового покрова – V;
 - по давлению ветра – III;
- по толщине стенки гололеда – III.

1.1 Сведения об инженерно-геологических условиях участка строительства линейного объекта

В геологическом строении района работ в пределах находящейся глубины принимают участие современные четвертичные аллювиально-морские (laQ_{III-IV}), биогенные (bQ_{IV}) и техногенные (tQ_{IV}) отложения.

Сводный геолого-литологический разрез района работ, в пределах глубины до 15,0 м следующий (сверху вниз):

- четвертичная система Q ;
- современные отложения Q_{IV} ;
- почвенно-растительный слой (pQ_{IV}).

Техногенные отложения (tQ_{IV})

Техногенный (насыпной) грунт находится на существующих площадках и автодорогах и представлен песком мелким плотным, средней плотности влажным, ниже УГВ водонасыщенным, с включением гравия и гальки до 20 %, толщиной 0,6-2,3 м.

Биогенные отложения (bQ_{IV})

Торф (ИГЭ-1а) среднеразложившийся влажный и водонасыщенный. Торф находится под почвенно-растительным слоем, локально с поверхности, толщиной 0,1-6,9 м.

Озерно-аллювиальные отложения (laQ_{III-IV})

Песок (ИГЭ-1) мелкий средней плотности влажный. Находится под почвенно-растительным слоем, толщиной 0,3-3,0 м.

Песок (ИГЭ-2) мелкий средней плотности водонасыщенный, с включением гравия и гальки до 15 %. Находится под почвенно-растительным слоем и песком мелким влажным (ИГЭ-1), толщиной 0,2-14,8 м.

Суглинок (ИГЭ-3) легкий песчанистый, тяжелый пылеватый тугопластичный, с редкими прослоями песка мелкого водонасыщенного, с включением гравия и гальки до 10 %. Находится в основном под почвенно-растительным слоем, местами под суглинком мягкопластичным (ИГЭ-5), глиной полутвердой (ИГЭ-4) и песком мелким водонасыщенным (ИГЭ-2). Толщина слоя составила 0,7-14,7 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								5
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Глина (ИГЭ-4) легкая пылеватая полутвердая, с редкими линзами суглинка, с прослоями песка мелкого, и редким включением гравия до 10 %. Находится местами под почвенно-растительным слоем, суглинком тугопластичными (ИГЭ-3). Толщина слоя составила 1,4-9,3 м.

Суглинок (ИГЭ-5) легкий песчанистый, тяжелый пылеватый мягкопластичный, с редкими линзами супеси пластичной и суглинка текучепластичного, и прослоями песка мелкого водонасыщенного, с редким включениями гравия до 5 %. Находится в основном крайнем слое в геологическом разрезе, редко под почвенно-растительным. Толщина слоя составила 0,4-14,6 м.

Суглинок (ИГЭ-7) тяжелый пылеватый текучий. Находится между слоями суглинков мягкопластичной (ИГЭ-5) и тугопластичной (ИГЭ-6) консистенции. Толщина слоя составила 0,3-10,6 м.

Ледниково-морские отложения (mgQ_{II})

Суглинок (ИГЭ-6) тяжелый пылеватый тугопластичный, с редким включением гравия до 5 %, толщиной 0,9-14,0 м.

1.2 Сведения о гидрогеологических условиях участка строительства линейного объекта

В гидрогеологическом отношении участок работ расположен в бассейне реки Колва и её притоков. Река Колва является наибольшим правым притоком реки Уса. Река Уса является притоком первого порядка главной реки Печоры, относящейся к бассейну Баренцева моря.

По типу водного режима, условиям формирования стока и его внутригодовому распределению водотоки в пределах участка работ относятся к Нижнепечорскому лесотундровому округу. Гидрологический режим характерен для рек тундры и лесотундровой подзоны. Его отличает позднее и, как правило, интенсивное весеннее половодье, короткая, прерываемая частыми дождями, летне-осенняя межень и продолжительная (до 7 месяцев) устойчивая и крайне низкая по водности зимняя межень, в период которой небольшие водотоки могут перемерзнуть. Питание рек: снеговое - 70-80 %, дождевое - до 20 %, подземное - от 2 до 5 % годового объема стока рек.

По характеру водного режима реки рассматриваемого района относятся к рекам преимущественно снегового питания. Водный режим характеризуется высоким весенним половодьем и низкой зимней меженью. В летне-осенний период нередко проходят дождевые паводки, особенно частые осенью, благодаря чему водность рек в летне-осенний период значительно больше, чем в зимний сезон.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								6
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

Весеннее половодье является основной фазой водного режима. В период половодья проходит в среднем 40-60 % годового стока. Большие объемы весеннего стока обусловлены, прежде всего, продолжительностью холодного периода года, в течение которого происходит аккумуляция выпадающих атмосферных осадков.

Обычно половодье проходит в виде одной резко выраженной волны, с большой интенсивностью подъема и спада. При растянутом из-за похолоданий снеготаянии и при выпадении дождей в конце схода снежного покрова формируются сложные половодья с дополнительными пиками. Для малых рек района характерен пилообразный гидрограф стока весеннего половодья со значительными внутрисуточными колебаниями расходов воды. Такой тип гидрографа весеннего половодья объясняется режимом внутрисуточного хода водоотдачи из снежного покрова, характерного для открытых, незащищенных лесом пространств; малым временем добегания талых вод, незначительной аккумулирующей способностью самих водосборов, расположенных в зоне распространения многолетней мерзлоты.

Весеннее половодье начинается в среднем 10-15 мая. В годы с ранней или поздней весной сроки наступления могут сдвигаться относительно средних на 20-30 дней. Максимум весеннего половодья проходит в среднем 20 мая – 5 июня. Продолжительность половодья на малых и средних реках составляет 1,5-2 месяца.

Наивысшие уровни весеннего половодья на реках наблюдаются на 2-6 сутки после перехода среднесуточной температуры воздуха через 0 °С, продолжительность стояния высоких уровней составляет 4-5 суток. Наивысшие уровни весеннего половодья обычно являются наивысшими годовыми уровнями.

Продолжительность спада уровней воды в период весеннего половодья составляет порядка 20-30 суток. Различия в продолжительности спада уровня на разных по площади водосбора водотоках невелики, что объясняется достаточно длительным таянием снежного покрова в оврагах. Интенсивность падения уровней в начале спада весеннего половодья, равная 30-40 см/сут, достаточно быстро снижается до 5-10 см/сут. Осадки, выпадающие в этот период, вызывают резкие кратковременные подъемы уровней воды на реках.

Летне-осенняя межень обычно продолжается с начала или с середины июля до начала сентября. Средняя продолжительность её 50-60 дней. Её устойчивость и водность зависят от количества осадков и времени их выпадения. В засушливые годы межень устойчивая, в дождливые она разбивается на отдельные короткие периоды, общей продолжительностью до одного месяца. Дождевые паводки обычно в несколько раз меньше снеговых и вызываются дождями большой продолжительности (5-10 суток) и наибольшим суточным количеством осадков более 20 мм. Наиболее низкие уровни летне-осенней межени наблюдаются обычно в

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т					7
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

августе. Относительная величина летне-осеннего меженного стока составляет 5-8 % годового объема. Пересыхание рек отмечается редко и в основном только на ручьях с площадями водосборов менее 10 км².

Зимняя межень устанавливается в середине октября. Зимняя межень очень устойчива и характеризуется постепенным уменьшением расхода воды к концу сезона по мере истощения запасов грунтовых вод. Заканчивается межень в среднем в середине мая. Средняя продолжительность зимней межени до 200-210 дней. Сток за период зимней межени составляет обычно 3-5 % годового объема.

Подземные воды находятся на глубине 0,0-6,0 м. Подземные воды находятся на глубине 0,0-6,0 м.

Один водоносный горизонт приурочен к болотным отложениям, находится на глубине 0,0-0,2 м на всех участках работ, кроме коридора коммуникаций на к. 2642 и 775.

Водовмещающими породами являются торф среднеразложившийся. Водоупором являются суглинки озерно-аллювиальные, воды горизонта безнапорные. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и талых вод. Разгрузка происходит в пониженные участки рельефа и за счет испарения. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатные кальциевые, хлоридно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые. По степени агрессивного воздействия на бетон марок W4 слабоагрессивными. Воды являются неагрессивными к железобетонным конструкциям, среднеагрессивными к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода.

Второй водоносный горизонт приурочен к озерно-аллювиальным отложениям. Питание вод происходит за счет атмосферных осадков, разгрузка осуществляется в гидрографическую сеть. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатные кальциевые, хлоридные натриево-кальциевые, гидрокарбонатные кальциево-магниевые. По степени агрессивного воздействия на бетон марок W4 слабоагрессивными. Воды являются неагрессивными к железобетонным конструкциям, среднеагрессивными к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода. В периоды строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, в результате планировки территории и нарушении естественного стока, а также в периоды интенсивного снеготаяния или продолжительных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 0,5-1,0 м от замеренных уровней, местами до дневной поверхности.

При проектировании, строительстве и реконструкции на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т

Лист
8

Трасса выкидной линии от куста №775 до т.вр пересекает р. Пальник-Шор. Река является левым притоком реки Колва, ее длина от истока до створа составляет 21 км, ширина реки в створе пересечения составляла 4,6 м при отметке уреза воды 45,64 мБС. Максимальная глубина в створе пересечения – 0,85 м. Долина трапецевидная, покрыта лесной растительностью, частично заболочена. Пойма на участке строительства узкая, симметричная, покрытая кустарником и влаголюбивой растительностью. Русло извилистое, донные отложения представлены песком и илом. В 200 м выше створа пресечения с трассой через реку проложен автомобильный мост.

1.3 Сведения о метеорологических и климатических условиях участка строительства линейного объекта

Для описания климата использовались метеорологические данные по метеостанции Усть-Уса. Участок строительства относится к I климатическому району, подрайон ИД.

Район работ относится к зоне влажного климата с весьма развитой циклонической деятельностью. Климат умеренно-континентальный, лето короткое и умеренно-холодное, зима многоснежная, продолжительная и умеренно-суровая. Климат формируется в условиях малого количества солнечной радиации зимой, под воздействием северных морей и интенсивного западного переноса воздушных масс. В целом за год преобладают ветры южного направления. Среднегодовая скорость ветра 4,1 м/с.

Среднегодовая температура воздуха по данным метеостанции Усть-Уса составляет минус 2,9 °С. Самым холодным месяцем года является январь со среднемесячной температурой минус 19,0 °С, самым теплым – июль со среднемесячной температурой плюс 14,8 °С. Абсолютный максимум температуры воздуха – плюс 34 °С, абсолютный минимум – минус 53 °С.

Среднегодовое количество осадков равно 519 мм. Особенно обильные осадки выпадают при циклонах, поступающих из районов Черного и Средиземного морей. Циклоны с Атлантики приносят осадки менее интенсивные, но более продолжительные. Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, в основном вследствие большой отражательной способности поверхности снега. В то же время снежный покров предохраняет почву от глубокого промерзания. Наиболее интенсивный рост высоты снежного покрова происходит от ноября к январю, в месяцы с наибольшей повторяемостью циклонической погоды, когда сохраняются основные запасы снега.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							9

Наибольшей величины он достигает во второй декаде марта. Наибольшая за зиму средняя высота снежного покрова по данным снегомерной съемки в поле составляет 97 см.

Наибольшее среднемесячное значение относительной влажности воздуха наблюдается в октябре-ноябре, наименьшее – в мае. Средняя годовая влажность воздуха за многолетний период составляет 80 %.

Основные климатические характеристики района строительства приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Основные климатические характеристики холодного периода года

Наименование		м/ст. Усть-Уса	
Климатические параметры холодного периода года			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-47	
	обеспеченностью 0,92	-45	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-44	
	обеспеченностью 0,92	-41	
Температура воздуха, °С,	обеспеченностью 0,94	-27	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-53	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,3	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0°С	продолжительность	211
		средняя температура	-11,4
	≤ 8°С	продолжительность	277
		средняя температура	-7,7
	≤ 10°С	продолжительность	297
		средняя температура	-6,5
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		83	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, %		83	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		166	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		4,5	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤ 8°С		3,9	

Таблица 3 – Основные климатические характеристики теплого периода года

Климатические параметры теплого периода года		м/ст. Усть-Уса
Барометрическое давление, гПа		1003
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		18
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		23
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,		20,5
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,		34
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		10,0

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Продолжение таблицы 3

Климатические параметры теплого периода года	м/ст. Усть-Уса
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	72
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	59
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	334
Суточный максимум осадков, мм	64
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	4,3

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								11
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

В районе проектируемого строительства активного проявления физико-геологических процессов, могущих повлиять на устойчивость проектируемых сооружений (карст, суффозия, оползни и др.) не наблюдается.

Сезонное промерзание распространено повсеместно. Грунты, залегающие в зоне сезонного промерзания, обладают свойствами морозного пучения, которое проявляется в неравномерном поднятии слоя промерзающего грунта, сменяющегося осадкой последнего при оттаивании.

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения и подтопления.

Нормативная глубина промерзания грунтов для данного региона, определенная по данным метеостанции «Усть-Уса» составляет для песков мелких и супесей от поверхности земли – 2,49 м, для суглинков и глин – 2,04 м. По данным архивных материалов нормативная глубина промерзания для торфов составляет 1,5 м.

Процесс морозного пучения происходит во время осенне-зимнего промерзания дисперсных грунтов. Наиболее подвержены данному процессу участки, сложенные с дневной поверхности до глубины сезонного промерзания.

Слабопучинистые – слой-1, ИГЭ-1, ИГЭ-4;

Среднепучинистые – ИГЭ-2, ИГЭ-3, ИГЭ-6;

Сильнопучинистые – ИГЭ-1а, ИГЭ-5.

Учитывая склонность грунтов к морозному пучению в условиях их полного водонасыщения, следует предусмотреть разработку соответствующих мероприятий, предохраняющих фундаменты опор от воздействия опасных касательных сил морозного пучения.

Процесс подтопления носит практически повсеместный характер. Причинами подтопления являются естественные факторы: превышение приходных статей водного баланса над расходными; высокое стояние уровня подземных вод в паводковый период (близкое к приповерхностному), возможность образования горизонта подземных вод типа «верховодка».

При проектировании сооружений следует предусмотреть мероприятия по защите сооружений от подтопления подземными водами (дренаж, гидроизоляция и т.п.).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т					12
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		

По характеру подтопления подземными водами согласно приложению большая часть территории строительства относится к району I-A подтопленная в естественных условиях, а остальные - к потенциально подтопляемым.

По категории опасности природных процессов территория строительства относится к весьма опасной по подтоплению и весьма опасной по пучению.

Интенсивность сейсмического воздействия для района строительства в соответствии с картой общего сейсмического районирования России составляет 5 баллов. Категория грунтов по сейсмическим свойствам - III. Сейсмичность участка строительства на карте – 5 баллов.

По категории опасности природных процессов территория строительства относится умеренно опасной по сейсмичности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист	
								13
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т		

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

В геолого-литологическом разрезе района строительства выделены следующие инженерно-геологические элементы (ИГЭ):

слой-1, Насыпной грунт (песком мелким плотным, средней плотности влажным, ниже УГВ водонасыщенным) tQIV;

ИГЭ-1а, Торф среднеразложившийся водонасыщенный bQIV;

ИГЭ-1, Песок мелкий средней плотности влажны laQIII-IV;

ИГЭ-2, Песок мелкий средней плотности водонасыщенный laQIII-IV;

ИГЭ-3, Суглинок легкий песчанистый, тяжелый пылеватый тугопластичный laQIII-IV;

ИГЭ-4, Глина легкая пылеватая полутвердая laQIII-IV;

ИГЭ-5, Суглинок легкий песчанистый, тяжелый пылеватый мягкопластичный laQIII-IV;

ИГЭ-6, Суглинок тяжелый пылеватый тугопластичный gmQII;

ИГЭ-7, Суглинок тяжелый пылеватый текучий laQIII-IV.

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к стали – низкая в песках, средняя в суглинках, высокая в глинах. Коррозионная агрессивность к свинцовой оболочке кабеля – высокая, к алюминиевой – высокая. Наличие блуждающих токов не выявлено.

Степень агрессивного воздействия сульфатов в грунтах на бетоны марок: W4-W10 – неагрессивная; на арматуру в железобетонных конструкциях – неагрессивная.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								14
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

В гидрогеологическом отношении участок работ расположен в бассейне реки Колва и её притоков. Река Колва является наибольшим правым притоком реки Уса. Река Уса является притоком первого порядка главной реки Печоры, относящейся к бассейну Баренцева моря.

По типу водного режима, условиям формирования стока и его внутригодовому распределению водотоки в пределах участка работ относятся к Нижнепечорскому лесотундровому округу. Гидрологический режим характерен для рек тундры и лесотундровой подзоны. Его отличает позднее и, как правило, интенсивное весеннее половодье, короткая, прерываемая частыми дождями, летне-осенняя межень и продолжительная (до 7 месяцев) устойчивая и крайне низкая по водности зимняя межень, в период которой небольшие водотоки могут замерзнуть. Питание рек: снеговое - 70-80%, дождевое - до 20 %, подземное - от 2 до 5 % годового объема стока рек.

На территории строительства присутствуют 2 водоносных горизонта. Подземные воды находятся на глубине 0,0-6,0 м.

Один водоносный горизонт приурочен к болотным отложениям, находится на глубине 0,0-0,2 м на всех участках работ, кроме коридора коммуникаций на к. 2642 и 775.

Водовмещающими породами являются торф среднеразложившийся. Водоупором являются суглинки озерно-аллювиальные. По гидравлическим условиям воды горизонта безнапорные. Питание водоносного горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и талых вод. Разгрузка происходит в пониженные участки рельефа и за счет испарения.

По химическому составу подземные воды гидрокарбонатные кальциевые, хлоридно-гидрокарбонатные кальциево-натриевые. По степени агрессивного воздействия на бетон марок W4 слабоагрессивными. Воды являются неагрессивными к железобетонным конструкциям, среднеагрессивными к металлическим конструкциям при свободном доступе кислорода.

Второй водоносный горизонт приурочен к озерно-аллювиальным отложениям. Питание вод происходит за счет атмосферных осадков, разгрузка осуществляется в гидрографическую сеть. По химическому составу подземные воды гидрокарбонатные кальциевые, хлоридные натриево-кальциевые, гидрокарбонатные кальциево-магниевые. По степени агрессивного воздействия на бетон марок W4 слабоагрессивными. Воды являются неагрессивными к железобетонным конструкциям, среднеагрессивными к металлическим конструкциям при

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							15

свободном доступе кислорода. В периоды строительства и эксплуатации проектируемых сооружений, в результате планировки территории и нарушении естественного стока, а также в периоды интенсивного снеготаяния или продолжительных дождей возможен подъем уровня подземных вод на 0,5-1,0 м от замеренных уровней, местами до дневной поверхности.

При проектировании, строительстве и реконструкции на подтопленных участках рекомендуется провести мероприятия по организации поверхностного стока и созданию системы водоотведения.

Трасса выкидной линии от куста №775 до т.вр пересекает р. Пальник-Шор. Река является левым притоком реки Колва. Длина реки от истока до створа составляет 21 км. На участке работ ширина реки в створе пересечения составляла 4,6 м при отметке уреза воды 45,64 мБС. Максимальная глубина в створе пересечения – 0,85 м. Долина трапецевидная, покрыта лесной растительностью, частично заболочена. Пойма на участке строительства узкая, симметричная, покрытая кустарником и влаголюбивой растительностью. Русло извилистое, донные отложения представлены песком и илом. В 200 м выше створа пресечения с трассой через реку проложен автомобильный мост.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

5 Сведения о проектной мощности линейного объекта

Настоящим томом предусматривается строительство нефтесборного коллектора от к.2642 до т.вр. к.2642, нефтесборного коллектора от к.2647 до т.вр. к.2647 и выкидной линии «скв. 775 до т.вр.скв.775».

Схема линейного объекта представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г2.

Проектные мощности проектируемых трубопроводов определены в соответствии с техническими условиями на проектирование объекта и представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Проектные мощности проектируемого трубопровода

Наименование	Назначение	Проектные мощности	
		Добыча жидкости, м ³ /сут	Добыча нефти, т/сут
Нефтесборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642	Н	250,0	165,8
Нефтесборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647	Н	129,4	86,0
Выкидная линия «скв. 775 до т.вр.скв.775»	Н	180,0	21,7
Примечание: Н- нефтепровод			

Газовый фактор перекачиваемой жидкости по проектируемому трубопроводу Западно-Возейского поднятия (298,2 м³/т).

Рабочее давление нефтесборных коллекторов и выкидных линий 4,0 МПа. Гидравлические потери давления не превышают 0,12 МПа/км.

В транспортируемом нефтегазовом флюиде объемная концентрация содержания сероводорода в газе (ДР), % об. – 0,1-1,44. Согласно таблице №1 (таблице №2) Приложения № 4 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности (Приказ №534 от 15.12.2020) проектируемые нефтепроводы при концентрации сероводорода С(Н₂С объемное) < 0,075 % (об) и парциальном давления в трубопроводе Р(Н₂С) > 345 Па требуется выполнить в исполнении, стойком к сульфидно-коррозионному растрескиванию. Также для защиты трубопроводов от локальной коррозии предусмотрено применение внутреннего антикоррозионного покрытия трубопровода.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т							17
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

6 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейного объекта(в том числе возможность автоматического регулирования таких оборудования и устройств), обеспечивающие соблюдение требований технических регламентов

6.1 Общие решения по трубопроводам

Настоящим проектом предусмотрена подземная прокладка проектируемых нефтесборных коллекторов и выкидных линий с минимальным заглублением 0,8 м до верха трубы. Рабочее давление проектируемых трубопроводов – 4,0 МПа.

Согласно СП 284.1325800.2016 проектируемые трубопроводы по диаметру (Ду150 и Ду80) относятся к III классу, по назначению – ко II категории.

Согласно нормативному документу «Временные нормы проектирования, строительства и эксплуатации. Переходы магистральных и промысловых трубопроводов, транспортирующих углеводороды, через водные преграды. Часть I. Проектирование утвержденных Обществом с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» проектируемые трубопроводы на участке пересечения водных преград относится к категории I по назначению на узлах береговой запорной арматуры, а также участках на длине 250 м от запорной арматуры. В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 предусмотрено повышение категории проектируемых нефтегазопроводов до II категории на переходах через водные преграды и в пределах границ 10 % ГВВ на расстоянии 1000 м, при пересечении с коммуникациями, на узлах линейной запорной арматуры, на узлах пуска и приема очистных устройств, а также участков по 100 м, примыкающих к ним, до категории I на переходах через автомобильные дороги III категории. В соответствии с требованием ПУЭ (изд.7) предусмотрено повышение категории проектируемых нефтегазопроводов до категории II при пересечении с ВЛ на участке 1000 м в каждую сторону от пересечения

Объем контроля сварных соединений трубопроводов всех категорий составляет 100 % радиографическим методом и 25 % дублирующим ультразвуковым.

Испытание участков проектируемого трубопровода за границей технологических площадок необходимо провести в соответствии с СП 284.1325800.2016 в два этапа.

На первом этапе необходимо провести гидравлическое испытание на прочность участков проектируемого трубопровода:

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- на переходах через водные преграды, шириной воды в межень до 25м, после укладки, давлением $R_{исп}=1,25R_{раб}$ в течение 12 часов;
- на переходе через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной не менее 25 м каждый от подошвы насыпи после укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 6 часов после укладки;
- при пересечении с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации до укладки давлением $R_{исп}=1,5 \times R_{раб}=6,0$ МПа в течение 6 часов;
- узлов линейной запорной арматуры до крепления на опорах, давлением $R_{исп}=1,25 \times R_{раб}=1,25 \times 4,0=5,0$ МПа в течении 6 часов;
- узлов подключения до крепления на опорах, включая прилегающие участки длиной не менее 15 м, давлением $1,5 \times R_{раб}=1,5 \times 4,0=6,0$ МПа в течении 12 часов;

На втором этапе необходимо провести гидравлические испытания на прочность всего трубопровода после укладки давлением $R_{исп}=1,1 \times R_{раб}=4,4$ МПа в течение 12 часов.

После испытания на прочность необходимо произвести проверку проектируемого трубопровода на герметичность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего $R_{раб.}=4,0$ МПа и выдержки в течение 12 часов.

Надземный защитный кожух по трассе выкидной линии «скв.775 до т.вр.скв.775» на ПК13+93,0 – ПК14+23,0 испытать пневматическим способом давлением испытания $R_{исп.}=4,0$ МПа в течении 12 часов, а также давлением $R_{раб.}=1,0$ МПа в собранном виде (после установки герметизаторов) в течение 2 часов.

Трубопровод считается выдержавшим испытания на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность он не разрушился, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным, и не было обнаружено утечек.

После строительства необходимо произвести очистку внутренней полости трубопровода очистным устройством силами подрядной организации, выполняющей СМР.

6.2 Решения по нефтесборным коллекторам и выкидным линиям

Для строительства прямолинейных участков проектируемых трубопроводов проектом принята труба стальная бесшовная горячедеформированная, с минимальным пределом прочности 470 Н/мм² и минимальным пределом текучести - 338 Н/мм², класса прочности K48, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и испытания на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т			

металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс с/см}^2$) при температуре испытания минус $60 \text{ }^\circ\text{C}$. Внутреннее двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до $+80 \text{ }^\circ\text{C}$, с системой защиты стыка втулкой. Наружное трехслойное антикоррозионное покрытие на основе экструдированного полиэтилена (для подземной прокладки).

Устройство углов поворота трасс проектируемого нефтепровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях организовано при помощи:

– отводов гнутых, с радиусом изгиба $5D_u$, из стали с минимальным пределом прочности 470 Н/мм^2 и минимальным пределом текучести - 338 Н/мм^2 , класса прочности K48, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и испытания на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс с/см}^2$) при температуре испытания минус $60 \text{ }^\circ\text{C}$ (углы от 3 до 90 градусов, шаг 1 градус);

– отводов крутоизогнутых, с радиусом изгиба $1,5D_u$, из стали с минимальным пределом прочности 470 Н/мм^2 и минимальным пределом текучести - 338 Н/мм^2 , класса прочности K48, повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости, прошедшая испытания на стойкость к СКРН по NACE TM 0177 метод А и испытания на стойкость против ВИР по методике стандарта NACE TM 0284 в среде А, с гарантией обеспечения ударной вязкости основного металла трубы не ниже $KCU=34,3 \text{ Дж/см}^2$ ($3,5 \text{ кгс с/см}^2$) при температуре испытания минус 60°C , с приварными катушками по 150 мм (углы 45, 60, 90 градусов).

Для фитингов в качестве внутреннего покрытия принято двухслойное заводское антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных порошковых материалов (наплавляемых красок) по фенольному праймеру с температурой длительной эксплуатации внутреннего покрытия до $+80 \text{ }^\circ\text{C}$. В качестве наружного покрытия принято антикоррозионное трехслойное покрытие на основе полиэтилена.

Для защиты внутренней части сварных стыков от коррозии настоящим проектом предусмотрено применение втулок подкладных биметаллических. Для изоляции наружной поверхности сварных стыков подземной части трубопровода предусмотрено применение термоусаживающихся манжет.

Настоящим проектом прокладка проектируемых трубопроводов в местах пересечения с действующими газопроводами УГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» выполнена в защитных кожухах из труб стальных электросварных прямошовных с заводским трехслойным антикоррозионным

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							20

покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. Концы защитных кожухов, устанавливаемых на участках переходов проектируемых трубопровода через газопровод, выводятся не менее чем на 5 метров в обе стороны от пересечения с газопроводом. Конструкция подземного защитного кожуха представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г15.

Пересечение существующего газопровода с проектируемым нефтесборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642 выполнено в соответствии с техническими условиями ТУ №10-2023-2 от 13.10.2023 г.:

- предусмотрен угол пересечения проектируемого трубопровода с существующими газопроводами не менее 60°;
- прокладка проектируемого трубопровода предусмотрена под существующим газопроводом в защитном футляре с расстоянием в свету от нижней образующей газопровода до верхней образующей защитного футляра не менее 0,3 м;
- выполнено обустройство временного и постоянного переездов через существующий газопровод для передвижения спецтехники с расстоянием от верха покрытия переезда до верхней образующей газопровода не менее 1,4 м;
- предусмотрена установка опознавательных знаков, указывающих место пересечения с существующим газопроводом.

Пересечение существующего газопровода с проектируемой выкидной линией от скв.775 до т.вр. скв.775 выполнено в соответствии с техническими условиями ТУ №10-2023-4 от 13.10.2023 г.:

- предусмотрен угол пересечения проектируемого трубопровода с существующими газопроводами не менее 60°;
- прокладка проектируемого трубопровода предусмотрена под существующим газопроводом в защитном футляре с расстоянием в свету от нижней образующей газопровода до верхней образующей защитного футляра не менее 0,3 м;
- выполнено обустройство временных переездов через существующий газопровод для передвижения спецтехники с расстоянием от верха покрытия переезда до верхней образующей газопровода не менее 1,4 м;
- предусмотрена установка опознавательных знаков, указывающих место пересечения с существующим газопроводом.

Проектом предусмотрено подземное пересечение автомобильной дороги проектируемым нефтесборным коллектором Ду150 от к. 2647 до т.вр. к.2647. Пересечение выполнено закрытым способом в защитном кожухе Ду350 из труб стальных электросварных

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

						10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							21
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

прямошовных с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. При пересечении дороги принято заглубление проектируемого трубопровода не менее 1,4 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного кожуха, концы которого выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. Конструкция подземного защитного кожуха представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г14.

Проектом предусмотрено подземное пересечение автомобильного подъезда владельца ГКУ РК "УправдорКоми" к г. Усинску от автодороги Сыктывкар–Ухта–Печора–Усинск–Нарьян-Мар проектируемой выкидной линией Ду80 от скв. 775 до т.вр.. Пересечение выполнено закрытым способом в защитном кожухе Ду300 из труб стальных электросварных прямошовных с заводским трехслойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. Пересечение автомобильного подъезда выполнено **в соответствии с ТУ № 03-2023-1 с заглублением проектируемого трубопровода не менее 2,5 м от верха покрытия дорог до верхней образующей защитного кожуха. Концы защитного кожуха выводятся не менее чем на 5 метров от подошвы насыпи земляного полотна. В целях исключения оттаивания земляного полотна под автомобильным подъездом предусмотрена теплоизоляция проектируемого трубопровода в границах перехода с использованием теплоизоляции из вспененного каучука K-FLEX IGO с покрытием IN CLAD толщиной 50 мм.** Конструкция подземного защитного кожуха представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г17.

Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства на концах кожухов предусмотрено применение манжет защитных герметизирующих в комплекте со стяжными хомутами и метизами. Для защиты герметизирующих манжет от механических повреждений предусмотрено применение укрытий защитных.

Пересечение с рекой Пальник-Шор по трассе выкидной линии «скв.775 до т.вр.скв.775» в данном проекте предусмотрено надземным способом в защитном футляре Ду300 из труб стальных электросварных прямошовных. Толщина стенки защитного кожуха принята 10 мм. Для прокладки трубопроводов внутри защитных кожухов предусмотрено применение колец диэлектрических полиуретановых. Для герметизации межтрубного пространства и исключения вероятности попадания транспортируемой нефти в водный объект согласовано применение устройства сальникового уплотнения на концах защитного кожуха.

Благодаря герметичной системе углеводороды не попадут в окружающую среду. Резкое падение давления послужит сигналом о разгерметизации футляра. В качестве выпуска

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							22

продукта, при необходимости, предусмотрено применение вентиля углового специального (ВУС).

Устройства сальникового уплотнения, патрубки для установки сигнализаторов уровня, патрубков для установки ВУС, надземный защитный футляр необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению. Конструкция надземного защитного кожуха представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г16. Расположение защитного кожуха представлено на чертеже плана 10-16-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2.Г5 и на чертеже продольного профиля 10-16-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2.Г8.

Настоящим проектом предусмотрен узел подключения от к.2642 на трассе нефтесборного коллектора от к.2642 до т.вр. к.2642. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ и затвор обратный, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см², вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла подключения от к.2642 представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г3.

По трассе нефтесборного коллектора от к.2647 до твр. к.2647 настоящим проектом предусмотрен узел перспективного подключения от к.2609. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду150 и Ду100, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла подключения от к.2642 представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г4.

По трассе нефтесборного коллектора от к.2647 до твр. к.2647 настоящим проектом предусмотрен узел перспективного подключения от к.2295. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду150 и Ду100, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла подключения от к.2295 представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г5.

По трассе нефтесборного коллектора от к.2647 до т.вр. к.2647 настоящим проектом предусмотрен узел подключения. На узле предусмотрены задвижка клиновая с ручным управлением без КОФ Ду150, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла подключения представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г6.

В начале трассы выкидной линии «скв.775 до т.вр.скв.775» настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины. На узле предусмотрены задвижка клиновая с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см². Конструкция узла обвязки добывающей скважины представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г7.

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

						10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							23
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Также в начале трассы выкидной линии «скв.775 до т.вр.скв.775» настоящим проектом предусмотрен узел измерительной установки от скв.775 на ПК0+09,0. На узле предусмотрены расходомер, задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80 и задвижка клиновая с электроприводом без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа. Конструкция узла измерительной установки представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г8.

По трассе выкидной линии «скв.775 до т.вр.скв.775» настоящим проектом предусмотрены узлы перспективного подключения от скв.773 и от скв.774. На узлах предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см² и вентили угловые специальные (ВУС). Конструкция узла перспективного подключения от скв.773 представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г10, Г11.

По трассе выкидной линии «скв.775 до т.вр.скв.775» настоящим проектом предусмотрен узел подключения от скв.1074. На узле предусмотрены задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80 и затворы обратные, рассчитанные на давление 4,0 МПа, манометры со шкалой 0-60 кгс/см² и вентили угловые специальные (ВУС). Конструкция узла подключения от скв.1074 представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г12.

В конце трассы выкидной линии «скв.775 до т.вр.скв.775» настоящим проектом предусмотрен узел подключения к ГЗПУ-1177. На узле предусмотрены затвор обратный, рассчитанный на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см² и вентиль угловой специальный (ВУС). Конструкция узла подключения к ГЗПУ-1177 представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г13.

В начале трассы выкидной линии «скв.1074 до т.вр.» настоящим проектом предусмотрен узел обвязки добывающей скважины. На узле предусмотрены задвижка клиновая с ручным управлением без КОФ Ду80, рассчитанная на давление 4,0 МПа, манометр со шкалой 0-60 кгс/см². Конструкция узла обвязки добывающей скважины представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г7.

По трассе выкидной линии «скв.1074 до т.вр.» настоящим проектом предусмотрен узел измерительной установки от скв.1074. На узле предусмотрены расходомер, задвижки клиновые с ручным управлением без КОФ Ду80 и задвижка клиновая с электроприводом без КОФ Ду80, рассчитанные на давление 4,0 МПа. Конструкция узла измерительной установки представлена на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г9.

Надземную часть узлов до их теплоизоляции необходимо покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой, полиуретановой эмалью и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							24

Проектом предусмотрено выполнение требований ТУ 01/17/6284/23 на сохранность и защиту линий и сооружений связи ПАО "МТС", попадающих в границы проектирования и строительства:

– при пересечении проектируемые сооружения проложить ниже существующих линий, но не менее 50 см и сооружений связи ПАО "МТС";

– при параллельном следовании (сближении) с существующими линиями и сооружениями связи ПАО "Ростелеком". проектируемые коммуникации проложить на расстоянии не ближе 2 м;

– засыпку траншеи в месте пересечения произвести песком слоями по 0,2 м с трамбованием каждого слоя до уровня на 0,3 м. выше действующих линий и сооружений связи. В случае необходимости сделать укрепления стенок траншеи для исключения обвала грунта.

Проектом выполняются требования ТУ 01/17/6284/23 на сохранность и защиту линий и сооружений связи ПАО "Ростелеком", попадающих в границы проектирования и строительства объекта:

– при пересечении проектируемые сооружения проложить ниже существующих линий, но не менее 50 см и сооружений связи ПАО "Ростелеком";

– при параллельном следовании (сближении) с существующими линиями и сооружениями связи ПАО "Ростелеком". проектируемые коммуникации проложить на расстоянии не ближе 2 м;

– засыпку траншеи в месте пересечения произвести песком слоями по 0,2 м с трамбованием каждого слоя до уровня на 0,3 м. выше действующих линий и сооружений связи. В случае необходимости сделать укрепления стенок траншеи для исключения обвала грунта.

Проектом выполняются требования технических условий в соответствии с письмом МР2/5-54/216-23/2019 от 02.10.2023 г. при пересечении проектируемого нефтесборного коллектора от к.2642 до т.вр. к.2642 с ВЛ-35 кВ, находящейся на балансе ПО «Печорские электрические сети» филиала ПАО «Россети Северо-Запад» в Республике Коми:

– выдержаны минимально допустимые расстояния от фундаментов и заземлителей опор до любых частей трубопровода в соответствии с п.п. 2.5.278, 2.5.287-2.5290 ПУЭ (издание 7);

– на участках пересечения с ВЛ-35 кВ выдержано минимальное расстояние не менее 5 м от заземлителя опоры до любой части проектируемых трубопроводов;

– выполнено обустройство постоянных переездов для проезда специальной гусеничной техники вдоль трассы ВЛ;

– предусмотрена установка информационных знаков или защитных устройств, исключающих повреждение трубопроводов.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
										25

Проектом выполняются требования технических условий в соответствии с письмом М7/7/2412 от 07.08.2023 г. при пересечении проектируемых трубопроводов с ВЛ-220 кВ, находящихся на балансе ПАО «Россети» - Магистральные электрические сети Северо-Запада:

- выдержаны минимально допустимые расстояния от фундаментов и заземлителей опор до любых частей проектируемых трубопроводов в соответствии с п.п. 2.5.288 ПУЭ (издание 7);
- проектом принята II категория проектируемых трубопроводов, прокладываемых в районе Крайнего Севера, при пересечении с ВЛ-220 кВ на расстоянии не менее 1000 м в обе стороны от пересечения;
- выполнено обустройство постоянных переездов для проезда специальной гусеничной техники вдоль трассы ВЛ;
- предусмотрена установка информационных знаков, указывающих место проезда.

На каждом полукилометре и углах поворота трассы, при пересечении с коммуникациями и на пересечении с автомобильными дорогами и водными преградами с двух сторон необходимо установить опознавательные знаки. Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу.

Подключения к существующим трубопроводам предусмотрено выполнить при помощи тройников. Запорную арматуру предусмотрено монтировать на технологические опоры под задвижки.

Обязательным условием для применения технических устройств, оборудования, материалов и изделий, является наличие документов, подтверждающих их соответствие обязательным требованиям, установленным законодательством Российской Федерации в ст. 7 Федерального закона от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», в ст. 20, 23 Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», в том числе требованиям ст. 6 технического регламента Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011).

Радиус опасной зоны при испытании проектируемых трубопроводов составляет 75 м в обе стороны от оси трубопровода. Радиус опасной зоны при испытании в направлении возможного отрыва заглушки от торца составляет 600 м.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения проектируемого трубопровода вдоль трассы установлена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопроводов с каждой стороны.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							26

6.3 Общие сведения

Вся запорная арматура, предусмотренная по трассам проектируемых трубопроводов принята с классом герметичности А по ГОСТ 9544-2015.

Расчетный срок службы проектируемого трубопровода составляет не менее 20 лет.

Для предотвращения термических деформаций, возможных при эксплуатации трубопроводов в силу климатических особенностей месторасположения, на трубопроводах предусмотрены:

- монтаж отводов гнутых по всей длине трасс трубопроводов;
- применение теплоизоляции на надземных частях проектируемых трубопроводов для избегания резких перепадов температур.

Наличие данных мероприятий позволит добиться самокомпенсации возможных термических деформаций в полном объеме.

Для предотвращения вибрации, возможной при эксплуатации трубопроводов, на трубопроводах предусмотрены:

- применение равнопроходной арматуры;
- применение единого диаметра труб на всём протяжении трасс трубопроводов;
- применение узлов выпуска воздуха для предотвращения образования воздушных пробок.

В соответствии с ГОСТ 9.602-2016 для стальных подземных трубопроводов, расположенных в грунтах низкой коррозионной агрессивности, не требуется защита средствами электрохимической защиты.

Настоящим проектом выдержаны нормативные расстояния при параллельной прокладке проектируемого трубопровода относительно существующих коммуникаций:

- от ВЛ 110-220кВ – 10 м до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от ВЛ 35кВ и менее – 5м до нефтепроводов (согласно ПУЭ Издание седьмое);
- от внутрипромысловых автомобильных дорог – не менее 10 метров от подошвы насыпи земляного полотна (согласно СП 284.1325800.2016).
- от существующих подземных трубопроводов согласно СП 284.1325800.2016.

Настоящим проектом пересечения со всеми коммуникациями выполнены в соответствии с действующими нормами и правилами: нормативное расстояние при пересечении проектируемыми трубопроводами существующих трубопроводов – не менее 350 мм в свету, угол пересечения с коммуникациями составляет не менее 60°.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

6.4 Результат расчёта промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость

Для подбора толщины стенки был произведен расчет на прочность и устойчивость трубопроводов в программе СТАРТ-ПРОФ.

Для промышленных нефтегазопроводов (за границами технологических площадок) нормативный документ для расчета СП 284.1325800.2016.

Скорость коррозии промышленных высоконапорных водоводов и нефтегазопроводов не более 0,1 мм год.

Результаты расчета представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета на прочность нефтепровода

Диаметр трубопровода, мм	Давление, МПа	Коэффициент условий работы трубопровода, U_s	Коэффициент надежности по материалу, U_m	Коэффициент надежности по назначению трубопровода, U_n	Коэффициент надежности по нагрузке, U_f	Коэффициент несущей способности труб, Π	Расчетное сопротивление материала труб (соединительных деталей), R_s , МПа	Расчетная толщина стенки, мм	Прибавка на коррозию, c_2 , мм	Толщина стенки с учетом прибавки на коррозию, мм	Отбраковочная толщина стенки, мм	Принятая толщина стенки, мм	Расчётный срок службы трубопровода, лет
89	4,0	0,75	1,47	1,00	1,2	1	247,45	0,85	2,0	2,85	2,0	6,0	40
114								1,09		3,09	2,0	6,0	40
159								1,52		3,52	2,5	6,0	35

Назначенный срок службы нефтепровода составляет 20 лет, что соответствует требованиям задания на проектирование.

6.5 Результат расчёта устойчивости участков проектируемых трубопроводов против всплытия

Расчёт устойчивости положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, и переходах через автодороги был произведён по СП 284.1325800.2016 "Трубопроводы промышленные для нефти и газа".

Расчёт был произведён по минимальной расчетной нагрузке (исключая массу перекачиваемого продукта). Согласно расчету необходимость в балластирующих устройствах

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №										
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						Лист
												28

для проектируемых трубопроводов отсутствует. Для защитных кожухов Ду300 предусмотрена балластировка утяжелителями контейнерного типа КТ-300 через каждые 28 м.

Результат оценки устойчивости проектируемых трубопроводов при пересечении водных преград представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат оценки устойчивости положения (против всплытия) промышленных трубопроводов на переходах через водные преграды

Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки трубопровода, мм	Коэффициент надежности устойчивого положения, γ_a	Суммарная расчетная нагрузка на трубопровод, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Q_{act} , Н/м	Суммарная расчетная нагрузка, действующая вниз (включая собственный вес), Q_{pas} , Н/м	Условие устойчивости положения $Q_{act} < Q_{pas}$
89	6,0	1,05	61,0182	114,777	удовлетворяет
159	6,0	1,05	194,7285	211,5036	удовлетворяет
325 (кожух)	10,0	1,05	813,4452	584,2836	не удовлетворяет

6.6 Решения по защите трубопровода от коррозии

Согласно техническому отчету (10-16-2НИПИ-ИГИ) следующие трубопроводы расположены в грунтах со средней и высокой коррозионной активностью:

Нефтеборный коллектор от к. 2642 до т.вр. к. 2642;

Нефтеборный коллектор от к. 2647 до т.вр. к. 2647;

Выкидная линия скв. 775 до т.вр.

На данных участках среднее значение удельного электрического сопротивления грунта составляет от 8,7 Омхм до 45,3 Омхм. Выявленное удельное электрическое сопротивление грунта ниже 50 Омхм, что в соответствии с таблицей 1 ГОСТ 9.602-2016 относят данные грунты к грунтам средней и высокой коррозионной агрессивности.

В соответствии с п 6.6. ГОСТ 9.602-2016 стальные подземные трубопроводы, расположенные в грунтах средней и высокой коррозионной агрессивности, подлежат защите средствами электрохимической защиты (установками катодной защиты, установками дренажной защиты, протекторными установками).

Для электрохимической защиты вышеперечисленных трубопроводов проектной документацией предусматривается установка протекторной защиты.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	

По результатам исследований, опасное влияние блуждающих токов на площадке строительства не зафиксировано. Защита от влияния блуждающих токов – не требуется.

В соответствии с п. 4.3 ВСН 39-1.8-008-2002 и п. 8.1.13 ГОСТ 9.602-2016 для увеличения срока службы протекторной защиты и электрического разъединения надземных и подменных участков трубопроводов проектной документацией предусматривается уставного электроизолирующих вставок НЭМС.

Для контроля защитного потенциала на трубопроводе предусматривается установка контрольно-измерительных пунктов (КИП). КИПы оборудуются стационарными двухкорпусными медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия со встроенным вспомогательным электродом.

Для определения скорости и глубины коррозии подземных трубопроводов предусматривается применение индикатора коррозионных процессов серии ИКП.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

Подключение установок протекторной защиты (УПЗ) к трубопроводам осуществляется кабелем марки ВВГнг(А) сечением 2х6 мм. кв. через контрольно-измерительные пункты со встроенным блоком совместной защиты типа БСЗ.

Присоединение всех кабельных выводов непосредственно к трубопроводам осуществляется конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС. Изоляция мест присоединений кабеля к трубам осуществляется термоусаживаемыми лентами с наполнителем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									30
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т			

7 Перечень мероприятий энергосбережению

Для предотвращения тепловых потерь и замерзания транспортируемого продукта настоящим проектом предусмотрена тепловая изоляция всех надземных участков проектируемого трубопровода.

Для тепловой изоляции проектируемых трубопроводов предусмотрено применение матов минераловатных для Ду150 и цилиндров из минеральной ваты для Ду100, Ду80. В качестве покровного слоя предусмотрено использование тонколистовой оцинкованной стали толщиной 0,7 мм.

Для теплоизоляции запорной арматуры по трассе проектируемого трубопровода предусмотрено применение быстросъемных термочехлов на основе минеральной ваты.

Теплоизоляция надземных участков трубопровода предусмотрена в трассовых условиях.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определена в целом по строительству на основе физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин и транспортных средств с учетом принятых организационно-технологических схем строительства и приведена в таблице 7.

Таблица 7 - Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Машины и механизмы	Марка	Количество
Трелевочный трактор	ТТ-4М	2
Корчеватель-собираатель	на тракторе Т-100	2
Экскаватор	ЕТ-14; ковш 0,65 м ³	3
Экскаватор	Komatsu PC-220; ковш 1,0 м ³	2
Бульдозер	Т-9.01Я	3
Бульдозер	CaterpillarD6H	1
Автомобильный кран	КС-35714-2; г/п. 17 т	2
Автомобильный кран	МА35334; г/п. 10 т	1
Трубоукладчик	ТГ-61	6
Трубоукладчик	ТО 1224; 176 кВт	2
Бурильно-крановая машина	БКМ-305А на базе трактора ДТ-75 ДС2	1
Бурильно-крановая машина	на базе КАМАЗ 4326	1
Буровая установка ГНБ	UNI 100x120; 275 кВт	1
Сваебойная установка	СП-49 на базе трактора Т-130БГ-1	1
Агрегат сварочный	АДД-2х2502	3
Агрегат сварочный	АДД-4004; 37 кВт	1
Насосно-смесительный узел	Перформикс 24	4
Илососная машина	КО-507А; КАМАЗ-65115	1
Тягач седельный с манипулятором	КАМАЗ 44108	2

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т

Продолжение таблицы 7

Машины и механизмы	Марка	Количество
Переносной труборез	ТО-170; 1,2 кВт	1
Пневмотрамбовка	ТР-4	2
Передвижная электростанция	АД30С-Т400-Р	2
Передвижная электростанция	Атлас Копко, 260 кВт	2
Трубовоз	ПВ-96, тягач КАМАЗ-4310	2
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-43118	4
Автомобиль самосвал	КАМАЗ-65115	4
Тягач прицепа тяжеловоза	МЗКТ-7429; 346(470) кВт(л.с.)	1
Прицеп-тяжеловоз	ЧМЗАП-9990; г/п. 60 т	1
Дизельная компрессорная станция	ЗИФ-ПВ-6/0,7	1
Топливозаправщик	АТЗ-10; на базе УРАЛ 4320-1912-40	1
Установка для продавливания	УБПТ-400-Д-70-7	1
Автоцистерна	Урал ОТА-6,2 на шасси Урал-5557	2
Лаборатория контроля качества трубопроводов	на базе УРАЛ 4320-40	2
Наполнительно-опрессовочный агрегат	АНО 161	1
Компрессорная установка	СД-9-101М; шасси КАМАЗ-43118	1
Вахтовая автомашина	Урал 4320-40, вместимость 30 чел.	1
Агрегат для сбора нефти	АКН-100Д, на шасси КАМАЗ-43118	1
Примечание - Наименование и количество основных строительных машин, механизмов и транспортных средств уточняется при разработке проектов производства работ в соответствии с номенклатурой имеющейся техники подрядной и субподрядных организаций.		

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т

Лист

33

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

Эксплуатация и техническое обслуживание проектируемых трубопроводов будут осуществляться персоналом, обслуживающим транспортную сеть существующего промысла. Дополнительного персонала для обслуживания трубопроводов не требуется.

Обслуживание проектируемых трубопроводов должно производиться в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями.

При эксплуатации трубопроводов должна быть обеспечена их работоспособность на проектном уровне путем своевременного проведения мероприятий планового технического обслуживания и ремонта согласно утвержденному регламенту работ.

На подразделение, обслуживающее трубопроводы, возлагаются следующие обязанности:

- периодический осмотр трубопроводов и их сооружений;
- техническое обслуживание и текущий ремонт трубопроводов, а также ликвидация отказов;
- контроль над состоянием переходов через искусственные и естественные препятствия;
- содержание трасс и охранной зоны трубопроводов в состоянии, соответствующим требованиям правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, в соответствии с технологическими регламентами, производственными инструкциями;
- осуществление мероприятий по подготовке трубопроводов к работе в осенне-зимний период и к весеннему паводку;
- проведение в установленные графиком сроки учебно-тренировочных занятий с целью проверки готовности технического персонала к выполнению работ по ликвидации возможных аварий.

Работники, выполняющие техническое обслуживание и ремонт трубопроводов, обязаны знать трассы, технологические схемы сооружений, устройство и работу арматуры, находящейся на обслуживаемых трубопроводах.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т

Лист
34

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

Контроль и управление технологическими процессами объектов создается на базе современных средств контроля и автоматизации отечественного и зарубежного производства, удовлетворяющих лучшим международным стандартам и соответствующих Российским нормам и правилам.

Предусмотренный уровень контроля и автоматизации достаточен для обеспечения работы технологических установок с минимальным вмешательством обслуживающего персонала (оператора), обеспечивающий контроль и управление с диспетчерского пункта. Получая информацию о состоянии объекта, оператор имеет возможность проанализировать эту информацию и принять соответствующее решение об управляющем воздействии на объект. Информация поступает на диспетчерский инженерный пункт (ДИП) ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз".

10.1 Объем контроля и автоматизации

Объем контроля и автоматизации, предусматриваемый данным проектом выполнен в соответствии с СТО ЛУКОЙЛ 1.22.1-2015, графически представлен на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г2. План расположения средств автоматизации и телемеханизации представлен на чертеже 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г22.

Объектами автоматизации и телемеханизации являются:

- добывающая скважина №775;
- добывающая скважина №1074;
- переход через р. Пальник Шор;
- МДС;
- КТП.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

Добывающая скважин 775

Добыча нефти на скважине осуществляться механизированным способом с помощью погружных электроцентробежных насосов типа УЭЦН с установкой устьевой арматуры.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

- дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;
- контроль состояния насоса;
- контроль значения тока двигателя и сигнализация недогрузки и перегрузки по току;
- деблокировка аварии;
- работа по заданной программе;
- сигнализация давления на приеме насоса, температуры двигателя, сопротивление изоляции кабеля и электродвигателя;

- дистанционный контроль расхода;

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме – автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;

- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

Скважина 1074:

- дистанционный контроль давления в выкидном трубопроводе;

- дистанционный контроль расхода;

- управление задвижкой электроприводной: в автоматическом режиме – автоматическое закрытие в случае аварии, а также в случае внештатных ситуаций технологического процесса; в ручном режиме – либо по месту, либо с АРМ-оператора;

- сигнализация состояния задвижки (открыто, закрыто, неисправность, местн./дист.).

КТП:

Автоматизация КТП выполнена в объеме заводской поставки. Объем автоматизации представлен следующими функциями:

- дистанционное измерение напряжения по фазе А,В,С;
- дистанционное измерение расхода эл. энергии;
- дистанционное измерение тока фазы А,В,С.

Переход через р. Пальник Шор:

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- дистанционный контроль давления в проектируемом защитном кожухе;
- дистанционная сигнализация уровня в проектируемом защитном кожухе.

МДС

- работа МДС в автоматическом режиме;

- защита и контроль параметров работы МДС (положение скребка, провис, напряжение питающей сети выше (ниже) уставки, обрыв фазы, перегрузка по максимальному току фазы,

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								36
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

перегруз мощности на валу, не проход препятствия вверх, не проход препятствия вниз, обрыв проволоки, неисправность контроллера);

- отключение МДС при останове ЭЦН;
- выбор значений уставок: режим запуска от ЭЦН, время до пуска после включения ЭЦН, время опускания скребка, глубина отстоя скребка от верха скважины, период чистки, число попыток поиска верха скважины, число попыток прохода препятствий вверх, число попыток прохода препятствия вниз, время до автоматического пуска.

10.2 Объем контроля и автоматизации

Сбор информации и управления рассредоточенными объектами осуществляется системой телемеханики на базе программируемых логических контроллеров. Система производит съём информации с цифровых, аналоговых, частотных датчиков, передает информацию на сервер системы, передает на объекты команды контроля и управления, организует локальное управление оборудованием на объектах, формирует отчеты. В состав системы, кроме контроллеров, входит программное обеспечение, реализующее получение, передачу, обработку и отображение информации.

Структурная схема КТС АСУ ТП представлена в графической части раздела 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г23.

Система АСУ ТП построена по трехуровневому иерархическому принципу:

- нижний (полевой) уровень: датчики-преобразователи физических величин (полевое оборудование КИПиА), датчики сигнализации состояния оборудования, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления (электроприводные задвижки);
- средний уровень – шкаф телемеханики (СУ ТМ), в состав которого входит программируемый логический контроллер, элементы автоматики, коммутации и защиты;
- верхний уровень - уровень автоматизированного оперативного управления (сервер, рабочие станции, базовое и сервисное программное обеспечение).

Функции нижнего уровня реализуются первичными датчиками и преобразователями, которые монтируются на контролируемых объектах.

Комплекс технических средств нижнего уровня включает в себя следующее оборудование и датчики:

- измерительные приборы, выходной сигнал 4-20 мА, «сухой» контакт, частотно-импульсный;
- запорно-регулирующая арматура (ЗРА).

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							37

Первичное преобразование физических величин в электрические сигналы реализуются с помощью датчиков давления, температуры, расхода установленных непосредственно на технологическом оборудовании.

ЗРА позволяет управлять технологическим процессом.

Для сбора первичной информации от датчиков, а также для формирования управляющих воздействий на исполнительные механизмы объекта скважин использована СУ ТМ на базе программируемого логического контроллера и модулей ввода/вывода в составе шкафа телемеханики установленного в пункте контроля и управления (ПКУ) на площадке КТП кустовой площадки.

Система функционирует автономно, без участия человека.

Функции среднего уровня реализованы контроллерным оборудованием и специализированным программным обеспечением.

Основой СУ ТМ служит программируемый логический контроллер, выполняющий функции контроля цифровых, аналоговых и импульсных сигналов и выдачу команд управления на исполнительные механизмы.

Программа контроллера в реальном масштабе времени осуществляет сбор, первичную обработку, накопление, хранение текущих технологических данных, выполняет поступающие с верхнего уровня команды управления, выполняет автоматическое управление ЗРА, регулирует в заданных параметрах процесс и производит диагностику состояния оборудования СУ ТМ.

Шкаф телемеханики представляет из себя электротехнический металлический шкаф со степенью защиты IP65, в котором установлен ПЛК с набором унифицированных модулей сопряжения с датчиками и приборами.

Шкаф телемеханики состоит из:

1) ПЛК:

- ЦПУ ;
- модули дискретного ввода;
- модуль дискретного вывода;
- модули аналогового ввода;
- блок питания 24 В.

2) Дополнительное оборудование:

- барьеры искрозащиты;
- источник бесперебойного питания 1500 VA с АКБ;
- автоматические выключатели, промежуточные реле, лампы, переключатели, кнопки;
- источник питания полевого оборудования 24 В.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										38
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Передача информации от СУ ТМ в диспетчерский пункт осуществляется по средствам комплекса технических средств системы передачи данных на базе системы широкополосного беспроводного доступа установленного в шкафу ТМ.

Подключение к оборудованию сетей связи выполнено по сети Ethernet TCP/IP.

Функции верхнего уровня, уровня диспетчерского пункта системы выполняются управляющим вычислительным комплексом (УВК ДПС), который включает в себя сервер, основную и резервную рабочую станцию диспетчера, рабочую станцию инженера.

На верхнем уровне система управления выполняет следующие функции:

- сбор информации с СУ ТМ технологических объектов, регистрация текущих значений технологических параметров;
- сигнализация отклонений технологических параметров за аварийные и технологические границы;
- телеуправление;
- ведение базы данных;
- наглядное представление хода технологического процесса;
- хранение информации по замерам технологических параметров, по изменению состояния оборудования, аварийной сигнализации;
- обслуживание информационных запросов обслуживающего персонала в диалоговом режиме;
- формирование регламентных отчетных документов;
- интерфейс с другими информационными системами.

Верхний уровень представлен серверным шкафом и АРМом оператора.

Организация обмена информации между СУ ТМ площадок скважин и диспетчерским пунктом предусматривается разделом 5, подразделом 5 «Сети связи» (10-16-2НИПИ/2022-1-ИОС5).

Объем информации, передаваемой в систему телемеханики, приведен в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Объем информации, передаваемой с площадки скважин в систему телемеханики

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
СКВАЖИНА С ЭЦН			
Дебит скважины по жидкости (м ³ /сут)	x	-	-
Давление линейное	x	x	-

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Состояние ПЭД (включен, отключен, авария)	х	х	х
Напряжение по фазам А, В, С	х	х	-
Ток фаз А, В, С ПЭД	х	х	-
Сопротивление изоляции	х	х	-
Загрузка ПЭД	х	х	-
Частота выходная	х	-	-
Давление на входе ПЭД	х	х	-
Температура жидкости на входе ПЭД	х	х	-
Температура ПЭД	х	х	-
Вибрация по осям ПЭД	х	х	-
Частота турбинного вращения	х	-	-
Причина последнего отключения	х	-	-
Дата и время последнего отключения	х	-	-
Наработка с момента последнего запуска	х	-	-
Установка защиты от недогрузки (ЗСП)	х	-	х
Установка защиты от перегрузки (ЗП)	х	-	х
Аварийный останов	-	-	х
КТП			
Напряжение по фазе А, В, С	х	-	-
Ток фазы А, В, С	х	-	-
Расход эл. энергии	х	-	-
Несанкционированный доступ	-	х	-
Пожарная сигнализация			
МДС			

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т

Лист

40

Наименование параметра	Функции системы телемеханики		
	ТИ	ТС	ТУ
Напряжение фаз А, В, С	x	x	-
Ток фаз А, В, С	x	x	-
Коэффициент мощности	x	-	-
Мощность активная	x	x	-
Время до изменения режима или глубина положения скребка от верха скважины	x	-	-
Время опускания	x	-	-
Глубина отстоя скребка от верха скважины	x	-	-
Период очистки	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вверх	x	-	-
Число попыток прохода препятствия вниз	x	-	-
Время до автоматического пуска	x	-	-
Порог препятствия вверх от тока номинального	x	-	-
Останов при провисе	x	-	-
Переход через р. Пальник Шор			
Давление в проектируемом кожухе	x	-	-
Уровень в проектируемом кожухе	-	x	-
ПРОЧИЕ			
Управление /сигнализация электроприводной задвижки (открыть/закрыть; открыта/закрыта; местн./дист.; неисправность)	-	x	x
Пожар	-	x	-
Неисправность охранно-пожарной сигнализации	-	x	-

ТИ – телеизмерение, ТС – телесигнализация, ТУ – телеуправление.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т

Лист

41

10.3 Технические средства автоматизации

При разработке проекта были использованы технические средства отечественного производства, соответствующие требованиям государственных и отраслевых стандартов.

Для контроля технологических параметров предусматривается применение нижеперечисленных датчиков и приборов:

– для дистанционного измерения давления – датчик избыточного давления АИР-10Н (0Ех ia IIА ТЗ Ga X, IP67) производства ООО НПП «Элемер», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– для беспроводной передачи данных от сигнализатора уровня и электроконтактного манометра одноканальный автономный измеритель-коммутатор аналоговых (токовых и резистивных) сигналов производства ООО «РОССМА» Россия, или аналог;

– для сигнализации уровня датчик уровня ПМП-052 (0Ех ia IIВ Т4 GaX, IP66) производство ЗАО НПО «Сенсор», Россия, или аналог согласно опросному листу рабочей документации;

– электроконтактный манометр ЭКМ-160-Ех (0Ех ia IIВ Т6 Ga) производство ООО НПО «ЮМАС», г. Москва или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

– для измерения массы нефти счетчик количества жидкости СКЖ (IExdIIВТ4, IP67) производство ООО НПО «НТЭС», Россия или аналог согласно опросному листу рабочей документации.

По устойчивости к воздействию окружающей среды приборы соответствует климатическому исполнению УХЛ 1 по ГОСТ 15150-69.

Установленные приборы сохраняют работоспособность при температуре окружающей среды от минус 55 до плюс 60 °С.

Электропитание приборов и средств автоматизации осуществляется постоянным током напряжением 24 В.

Заземление средств автоматизации и телемеханизации выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ. По месту приборы заземляются согласно требованиям изготовителей приборов. Присоединение к заземляющему устройству осуществляется при помощи провода в желто-зеленой изоляции ПуГВ 1х6 и полосы Б2 4х20 (СтЗкп ГОСТ 535-2005, горячего цинкования ГОСТ 9.307-89). Монтаж выполняется согласно инструкции по монтажу зануления и защитного заземления ТИ4.25088.17000. Сопротивление заземляющего устройства площадок составляет не более 4,0 Ом.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т							42
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Электроснабжение средств автоматизации и телемеханики предусматривается по 1-й категории надежности электроснабжения. Безопасность функционирования запроектированных средств автоматизации, в частности, методы заделки мест прохода проводок средств автоматизации через ограждающие строительные конструкции, обеспечивающие требуемую огнестойкость этих конструкций и предотвращение распространения огня, выполняется в соответствии с ПУЭ.

Для кабельных линий, прокладываемых во взрывоопасных зонах, предусматривается кабель герметичный с заполнением внутренних промежутков негигроскопичным полимерным наполнителем КУВЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичный) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012 и СП 423.1325800.2018 (п.10.2.11). Для кабельных линий, прокладываемых вне взрывоопасных зон, предусматривается кабель КВВГЭнг(А)-LS-ХЛ/МКЭШВнг(А)-LS-ХЛ Nх2хS (или аналогичные) соответствующий требованиям ГОСТ 31565-2012. Кабели прокладываются внутри производственных помещений в кабель-канале, снаружи в коробе по эстакаде и в металлорукаве по металлоконструкциям. Жилы кабелей, прокладываемые во взрывоопасной зоне, в соответствии с СП 423.1325800.2018 имеют сечение не менее 1 мм². При этом концы каждой незадействованной жилы многожильного кабеля во взрывоопасной зоне заземляются согласно СП 77.13330.2016.

В соответствии с требованиями СП 76.13330.2011, ПУЭ проходы кабелей через стены и перекрытия предусматриваются с использованием специализированных кабельных проходок СПО-Э, противопожарных подушек ППВ и противопожарных уплотнителей ППУ, огнезащитной мастики МГКП. Предел огнестойкости проходок и материалов предусматривается не ниже предела огнестойкости конструкций. Заделки с использование вышеперечисленных средств допускают замену и дополнительную прокладку новых проводов и кабелей.

Высота прокладки кабельных трасс по эстакаде в соответствии с СП 18.13330.2010, ПУЭ принята 5 м до проезжей части для переходов через дороги. Для кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия высота прокладки кабельной трассы не менее 2,5 м от планировочной отметки земли.

Прокладка измерительных кабелей, кабелей управления и сигнализации осуществляется в коробах по эстакадам, металлическим конструкциям совместно с электротехническими кабелями, но на разных полках.

Небронированные кабели прокладываются в стальных водогазопроводных трубах или в стальных коробах. Бронированные кабели применяются в резиновой, поливинилхлоридной и металлической оболочках, не распространяющих горение. При этом стальные трубы

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

						10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							43
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

электропроводки, короба с небронированными кабелями и бронированные кабели прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, со стороны трубопроводов с негорючими веществами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								44
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

В ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» разработан и реализован комплекс мер по обеспечению защиты опасного производственного объекта и противодействию к возможным террористическим актам.

Заключен договор на осуществление охраны опасных производственных объектов с охранным предприятием ООО Агентство «ЛУКОМ-А Север».

Разработан и осуществляется план по обучению и подготовки персонала к пресечению террористической деятельности и обеспечению устойчивой работы опасного производственного объекта.

Издан приказ по Обществу «О защите от возможных террористических актов», о назначении ответственных руководителей структурных подразделений за организацию и проведению проверок защищенности объекта.

Определен порядок взаимодействия с городской/окружной администрацией, ФСБ, милицией, МЧС, медицинскими учреждениями в критических ситуациях.

С целью предотвращения возможных террористических актов выполняются следующие мероприятия:

- проводятся периодические корректировки планов эвакуации работников нефтепромыслов из административно-бытовых помещений;
- отрабатываются действия работников нефтепромысла на случай обнаружения подозрительных предметов, проводятся практические занятия с руководящим составом по вопросам повышения бдительности на объектах нефтедобычи и порядке действий в случае возникновения ЧС с последующим инструктированием всех работников на местах;
- проводятся периодические профилактические осмотры административных зданий, бытовых помещений, объектов социально-бытового назначения в вахтовых пунктах совместно с сотрудниками территориальных отделов внутренних дел;
- проводятся дополнительные инструктажи бригад обслуживания, осуществляющих периодический осмотр трасс промысловых трубопроводов.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Территории опасных производственных объектах (площадки дожимных насосных станций, пункты сбора нефти, компрессорные станции т.д.) имеют периметральное ограждения, препятствующие несанкционированному проникновению на территорию посторонних лиц.

При въездах на территорию производственных объектов, а также на наиболее важных объектах внутри нефтепромыслов установлены посты, оборудованные специальными средствами охраны. Круглосуточно на всех нефтяных месторождениях охранную деятельность осуществляют передвижные (мобильные) посты ООО Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
								46
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.		Подп.

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т

Лист

47

12 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам, распространенным в пределах участка работ, относятся процессы морозного пучения, подтопления.

В целях недопущения влияния процессов пучения при прокладке в пучинистых грунтах в зоне сезонного промерзания проектом предусмотрена подсыпка из мягких грунтов толщиной не менее 20 см от дна траншеи и присыпка трубопровода мягким грунтом на толщину 20 см от верха трубы.

Некоторые участки трасс проектируемых трубопроводов проходят по заболоченной территории. Для проверки необходимости балластировки трубопроводов был произведен расчет на устойчивость против всплытия, согласно которому необходимость проектируемых трубопроводов в балластирующих устройствах отсутствует. При этом предусмотрена балластировка защитных кожухов Ду300 утяжелителями контейнерного типа КТ-300 через каждые 28 м.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

13 Решения по устройству переездов

Для обслуживания проектируемых и существующих сооружений проектом предусматривается устройство постоянных переездов.

Для обеспечения движения техники через проектируемые трубопроводы и при выполнении эксплуатационных и ремонтных работ на существующих линиях ВЛ-220 кВ и ВЛ-35 кВ проектом предусмотрено устройство постоянных переездов:

- по трассе нефтесборного коллектора от к.2642 до т.вр. к.2642 (ПК8+40,0; ПК10+61,0);
- по трассе нефтесборного коллектора от к.2647 до т.вр. к.2647 (ПК8+77,0).

Переезды монтируются после укладки проектируемого трубопровода и являются постоянными.

Также для передвижения спецтехники через существующие газопроводы при строительстве проектируемого нефтепровода предусмотрено устройство временных переездов:

- по трассе нефтесборного коллектора от к.2642 до т.вр. к.2642 (ПК11+23,09);
- по трассе выкидной линии от скв.775 до т.вр. скв.775 (ПК12+3,57; ПК12+48,33; ПК14+56,91; ПК27+73,41).

Местоположение проектируемых переездов представлены на чертежах 10-16-2НИПИ/2022-1-ПЗУ2.Г3,Г5, а их конструкция представлена на чертежах 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г24,Г29-31.

Переезды через трубопроводы предусмотрены в виде насыпи из песчаного грунта с покрытием из железобетонных плит ПДН-АV по серии 3.503.1-91. Ширина земполотна - 6,3 м, ширина покрытия из плит 4,0 м. Откосы с заложением 1:1,75. Высота насыпи на переездах через трубопроводы принята от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда не менее 1,4 м.

В целях обеспечения безопасности движения по дороге проектом предусмотрена установка направляющих устройств в виде сигнальных столбиков в соответствии с п.4.2.4 ГОСТ 33151-2014.

Сигнальные столбики устанавливаются по всей длине и на примыканиях переездов к существующим автодорогам. Сигнальные столбики марки СС-2 деревянные с размерами сечения 75x150мм длиной 1.9м предусмотрены по серии 3.503.1-89 “Ограждения на автомобильных дорогах”.

Установка дорожных знаков и технических средств осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 52290-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Знаки

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т							49
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

дорожные. Общие технические требования» и ГОСТ Р 52289-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения».

Установка дорожных знаков и технических средств осуществляется в соответствии с ГОСТ Р 52290-2004 «Технические средства организации дорожного движения. Знаки дорожные. Общие технические требования» и ГОСТ Р 52289-2019 «Технические средства организации дорожного движения. Правила применения». Сигнальные столбики устанавливаются на обочине на расстоянии 0.35 м от бровки земляного полотна. Опоры дорожных знаков предусмотрены деревянные по серии 3.503.9-80 «Опоры дорожных знаков на автомобильных дорогах».

На пересечении постоянных переездов с проектируемым нефтепроводом предусмотрена установка П-образных информационных знаков, исключающих повреждение нефтепровода.

Расстановка сигнальных столбиков и знаков приведена на чертежах 10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г24,Г29-31.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т							50
			Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

**Приложение А
(обязательное)
Физико-химические свойства**

Таблица 2 - Геолого-физические характеристики залежей Западно-Возейского поднятия

Параметры	Западно-Возейское поднятие			
	среднедевонская залежь			
	I+II+III пачки	IV пачка	V пачка	верхняя пачка
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	3271 (-3141)	3229 (-3100)	3180 (-3050)	3165 (-3035)
Тип залежи	пластовая, сводовая, тектонически экранированная, тектонически нарушенная и литологически ограниченная			
Тип коллектора	поровый			
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	12081	14869	13294	2163
Этаж нефтеносности	227			
Средняя общая толщина, м	80,37	44,25	50,05	18,07
Средневзвешенная по площади нефтенасыщенная толщина, м	8,92	15,01	15,93	2,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,126	0,148	0,146	0,126
Коэффициент нефте насыщения пористости ЧНЗ, доли ед.	0,853	0,884	0,870	0,890
Коэффициент нефтенасыщенности ВИЗ, доли ед.	0,853	0,884	0,870	0,890
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,853	0,884	0,870	0,890
Проницаемость, мкм ² по керну	156	209	218	-
Коэффициент гранулярности, доли ед.	0,21	0,44	0,35	0,16
Расчлененность, доли ед.	8,2	7,9	8,1	1,6
Начальная пластовая температура, °С	90,6	90,6	90,6	90,6
Начальное пластовое давление, МПа	41,7	41,7	41,7	41,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	0,75	0,75	0,75	0,75
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,618	0,618	0,618	0,618
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,829	0,829	0,829	0,829
Абсолютная отметка ВНК, м	-3174	-3174	-3174	-
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,828	1,828	1,828	1,828
Содержание серы в нефти, %	0,30	0,30	0,30	0,30
Содержание парафина в нефти, %	8,53	8,53	8,53	8,53
Давление насыщения нефти газом, МПа	27,2	27,2	27,2	27,2
Газовый фактор,	298,2	298,2	298,2	298,2
Содержание сероводорода, %	отсутствует			
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа*с	0,42			
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1,047			
Сжимаемость нефти, иМПа/ЧО ₄	25,3			
Коэффициент вытеснения, доли ед.	нет данных	0.692 **	0.705**	0.709**

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

Изн.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т	Лист
							51

Библиография

116-ФЗ от 21.07.1997	О промышленной безопасности опасных производственных объектов (с изменениями на 29 декабря 2022года)
184-ФЗ от 27.12.2002	О техническом регулировании (с изменениями на 23 декабря 2021года)
384-ФЗ от 30.12.2009	Технический регламент о безопасности зданий и сооружений (с изменениями на 2 июля 2013года)
123-ФЗ от 22.07.2008	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 1 марта 2023года)
Приказ №533 от 15.12.2020	Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств»
Постановление №87 от 16.02.2008	Постановление о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию (с изменениями на 1 сентября 2023года)
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ Р 21.101-2020	Система проектной документации для строительства (СПДС). Основные требования к проектной и рабочей документации
ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
ГОСТ 2.105-2019	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Общие требования к текстовым документам (Издание с Изменением N 1)
ГОСТ 7512-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод (с Изменением N 1)
ГОСТ 23740-2016	Грунты. Методы определения содержания органических веществ (с Поправкой)
ГОСТ 25100-2020	Грунты. Классификация (с Поправкой)
ГОСТ 9.602-2016	Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии (с Поправкой)

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						52
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

ГОСТ 27751-2014	Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения (с Изменением N 1)
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5)
ГОСТ 12.4.009-83	Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание (с Изменением N 1)
ГОСТ 23118-2019	Конструкции стальные строительные. Общие технические условия (с Поправкой)
ГОСТ 2.106-2019	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Текстовые документы (с Изменением N 1)
ГОСТ 2.301-68	Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Форматы (с Изменениями N 1, 2, 3)
ГОСТ 10434-82	Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования (с Изменениями N 1, 2, 3)
ГОСТ 32569-2013	Трубопроводы технологические стальные. Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах (с Поправками)
СП 11-105-97	Инженерно-геологические изыскания для строительства
СП 50-102-2003	Проектирование и устройство свайных фундаментов
СП 53-101-98	Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций
СП 14.13330.2018	Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81*(с Изменениями N 2, 3)
СП 16.13330.2017	Стальные конструкции. Актуализированная версия СНиП II-23-81* (с Поправками, с Изменениями N 1-5)
СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. Актуализированная версия СНиП 2.01.07-85* (с Изменением N 1, 2, 3, 4)
СП 24.13330.2021	СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты
СП 28.13330.2017	Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85 (с

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

	Изменениями N 1, 2, 3)
СП 45.13330.2017	Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 (с Изменениями N 1, 2, 3)
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85 (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)
СП 50.13330.2012	Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003 (с Изменениями N 1,2)
СП 131.13330.2020	Строительная климатология. СНиП 23-01-99 (с Изменением N 1, 2)
СП 284.1325800.2016	Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ (с Изменением N 1)
СНиП 12-03-2001	Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования
СНиП 12-04-2002	Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство
ВСН 005-88	Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация
ВСН 009-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты
ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание
ВСН 015-89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Линии связи и электропередачи
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
СТО Газпром 2-2.2-136-2007	Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть 1 (с Изменением N 1)
РД 34.21.122-87	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
СО 153-34.21.122-2003	Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
Приказ №534 от 15.12.2020	Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в

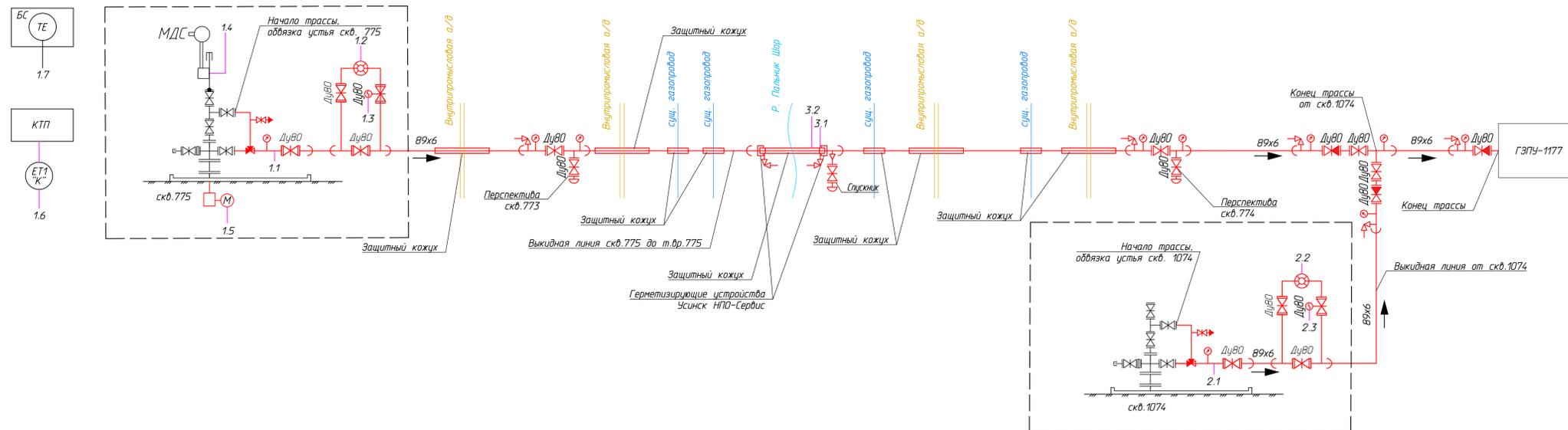
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						54
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

СП 423.1325800.2018	нефтяной и газовой промышленности» (с Изменениями 31 января 2023года) Электроустановки низковольтные зданий и сооружений. Правила проектирования во взрывоопасных зонах (с Изменением N 1)
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85
СП 76.13330.2016	Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85
СП 18.13330.2019	Производственные объекты Планировочная организация земельного участка. (Генеральные планы промышленных предприятий) СНиП II-89-80* (с Изменениями N 1, 2)
ГОСТ 22782.5-78 (СТ СЭВ 3143-81)	Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь". Технические требования и методы испытаний (с Изменениями N 1, 2)
10-16-2НИПИ/2022-ИГДИ	Технический отчет по результатам инженерно-геодезических изысканий
10-16-2НИПИ/2022-ИГИ	Технический отчет по результатам инженерно-геологических изысканий
10-16-2НИПИ/2022-ИГМИ	Технический отчет по результатам инженерно-гидрометеорологических изысканий
10-16-2НИПИ/2022-ИЭИ	Технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий

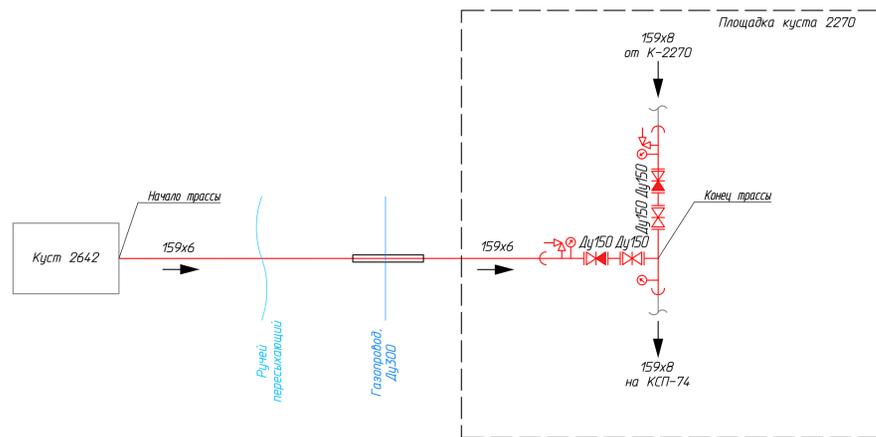
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Т						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Схема линейного объекта.

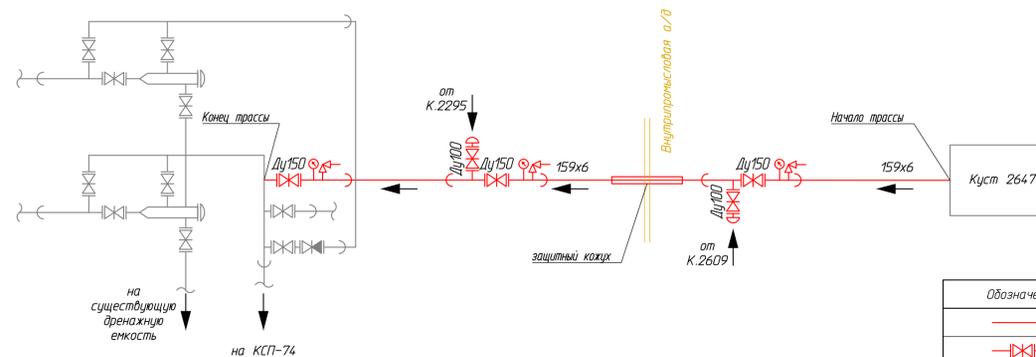
Выкидная линия "скв.775 до т.вр.скв.775"



Нефтеоборный коллектор "к. 2642 до т.вр. к.2642"



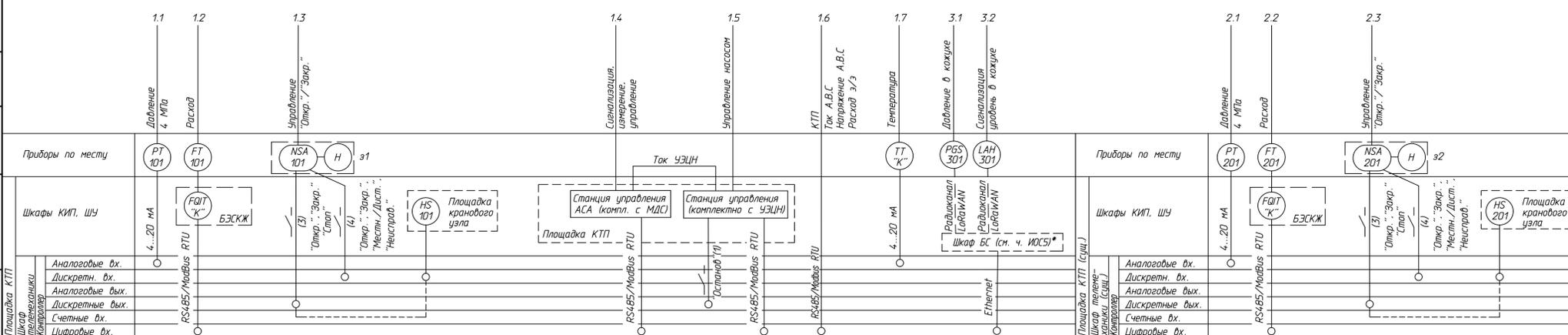
Нефтеоборный коллектор "к. 2647 до т.вр. к.2647"



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	Нефтеоборный коллектор
— —	Задвижка клапанная
— — —	Клапан обратный
— — — —	Спускник, пробоотборник Ду25
— — — — —	Манометр
— — — — — —	Вентиль угловой специальный
— — — — — — —	Обратный клапан троишковый
— — — — — — — —	Задвижка электроприводная
— — — — — — — — —	Расхономер

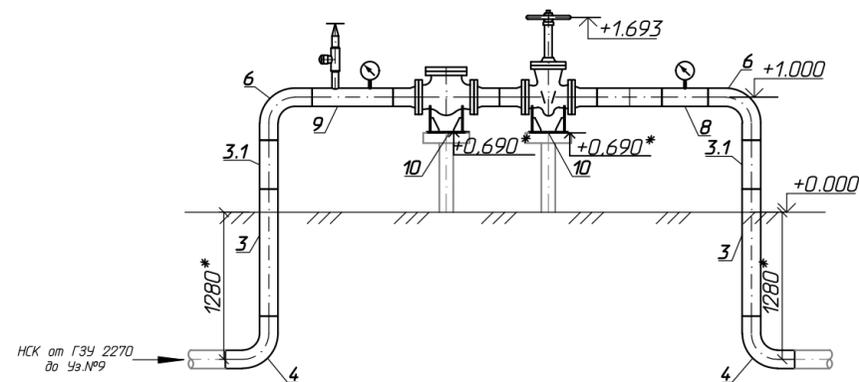
1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-93 РМ4-2-96, по ГОСТ 21.208-2013.
2. * - см. часть 10-16-2НИПИ/2022-1-ИОС5.



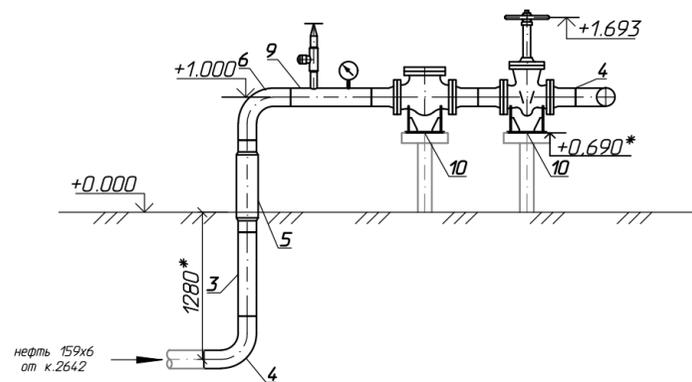
10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г2			
"Строительство линейных коммуникаций Вазейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"			
Изм.	Кол.ч.	Лист	Док.
Разраб.	Крыльцова	10.23	
Проверил	Новоселова	10.23	
Разраб.	Варакса	10.23	
Проверил	Кананов	10.23	
Н. контр.	Салдаева	10.23	
Схема линейного объекта и схема автоматизации			000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"
Стадия	Лист	Листов	
П		1	

Узел подключения от к.2642

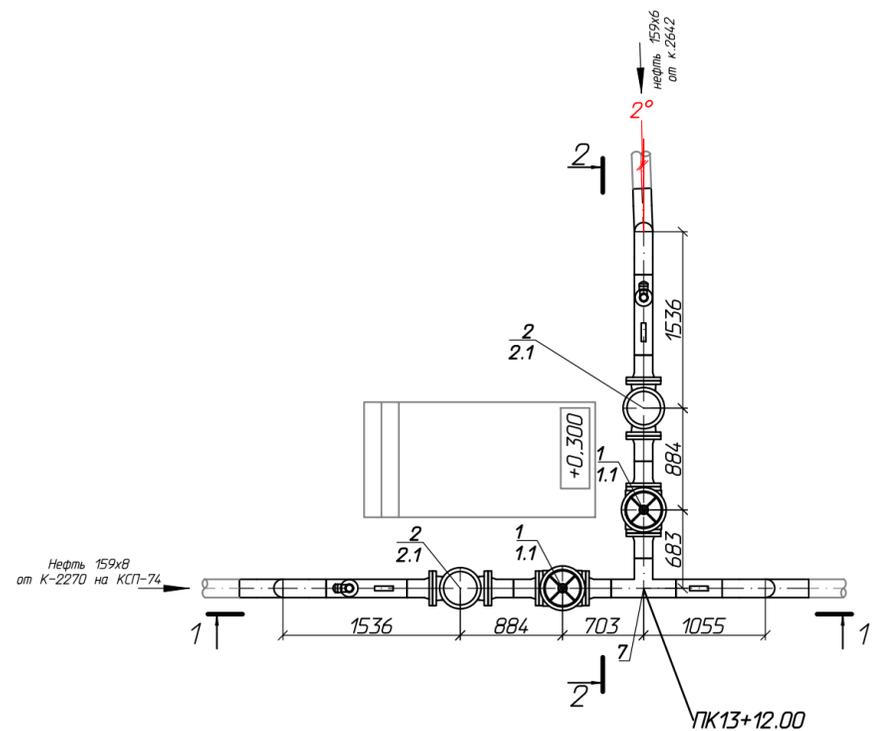
Разрез 1-1



Разрез 2-2



План



Примечания:

- Узел подключения от к.2642 расположен на ПК13+12.0 проектируемого нефтесборного коллектора от к.2642 до т.вр. к.2642.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод представлены в части конструктивных решений.
- * - размер уточнить по месту.
- Надземную часть узла покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 150 мм, P _н =4,0 МПа	2	145,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм, P _н =4,0 МПа	4	116,0	
2		Затвор обратный Ду 150 мм, P _н =4,0 МПа	2		
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм, P _н =4,0 МПа	4		
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
		159x6	3,0	22,6	
		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием			
3.1		159x6	0,9	22,6	
		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
4		Отвод П 90°-159x6	3	14,9	вес с катушками
5		Неразъемное электроизолирующее мuffтовое соединение НЭМС 159-4-800	1	34,5	
		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием			
6		Отвод П 90°-159x6	3	14,9	вес с катушками
7		Тройник П 159x6/8	1	16,9	вес с катушками
8		Спецдеталь Ду150, L=400 мм для установки манометра с	1	-	
9		Спецдеталь Ду150, L=700 мм для установки манометра и ВУС	2	-	
10	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду150	4	19,9	

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г3

"Обустройство Возейского нефтяного месторождения.
5 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Рыжова				08.23	П		1
Проверил	Новоселова				08.23			
Н. контр.	Салдаева				08.23			

Узел подключения от к.2642. Нефтесборный
коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642
План. Разрезы 1-1, 2-2

ООО "НИПИ нефти
и газа УГТУ"

Узел перспективного подключения от к. 2609

Спецификация

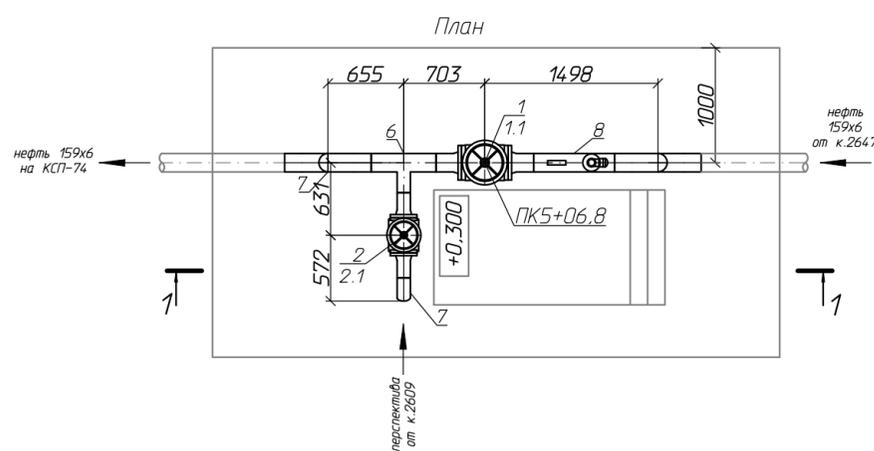
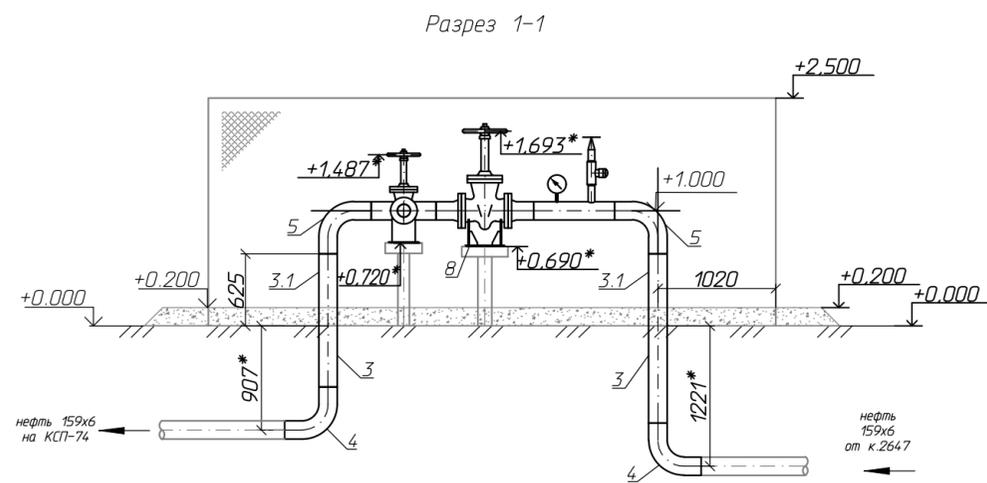
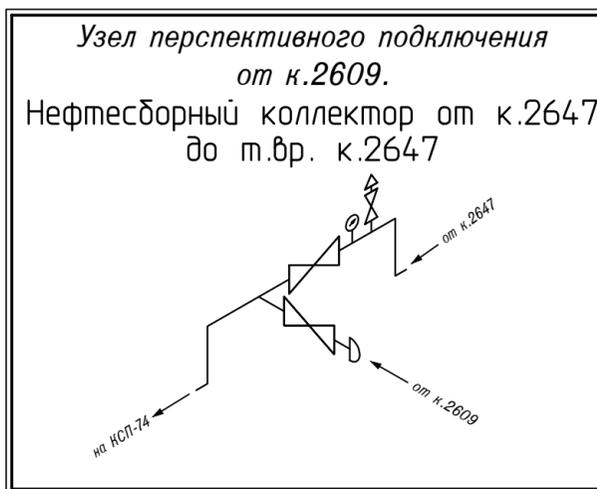


Рис.1 (поз.9)



Примечания:

1. Узел перспективного подключения от скв. 773 расположен на ПК5+06.8 проектируемого нефтесборного коллектора от к.2647 до т.вр. к.2647.
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термосушающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений.
6. * - размер уточнить по месту.
7. Надземную часть узла и информационную табличку покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
8. Площадь окраски таблички - 1,1 м². Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 150 мм. Ру=4,0 МПа	1	145,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм. Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ Ду 100 мм. Ру=4,0 МПа	1	65,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм. Ру=4,0 МПа	2		
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	1,8	22,6	
3.1		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием	0,9	22,6	
4		Отвод П 90°-159x6	2	14,9	вес с катушками
5		Отвод П 90°-159x6	2	14,9	вес с катушками
6		Тройник П 159x6-114x6	1	15,8	вес с катушками
7		Заглушка П 114x6	1	3,7	вес с катушками
8		Спецдеталь Ду150, L=700 мм для установки ВУС и манометра	1	-	
9	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду150	1	19,9	
10	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду100	1	14,3	
11		Пластина 900x600	1	8,47	

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г4						
"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"						
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Рыжова				10.23	
Проверил	Новоселова				10.23	
Н. контр.	Салдаева				10.23	
Узел перспективного подключения от к. 2609. Нефтесборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647 План. Разрез 1-1				Стадия	Лист	Листов
				П		1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"						

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

Инв.№ подл

Узел перспективного подключения от к.2295

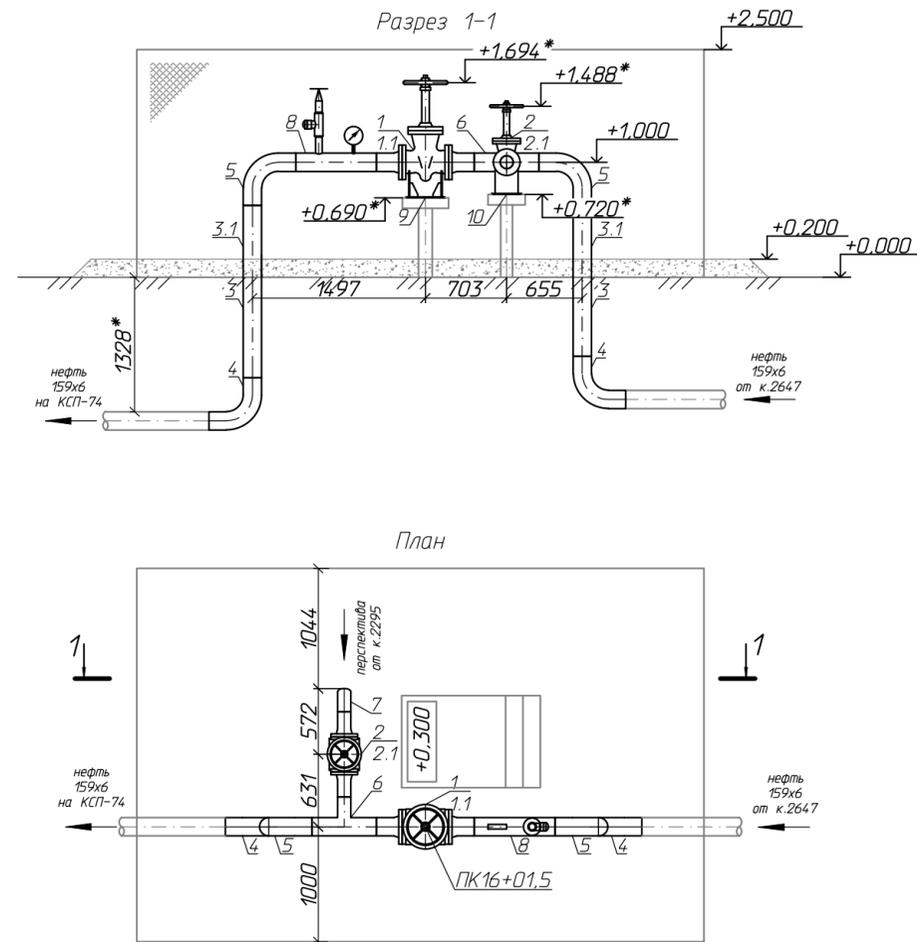
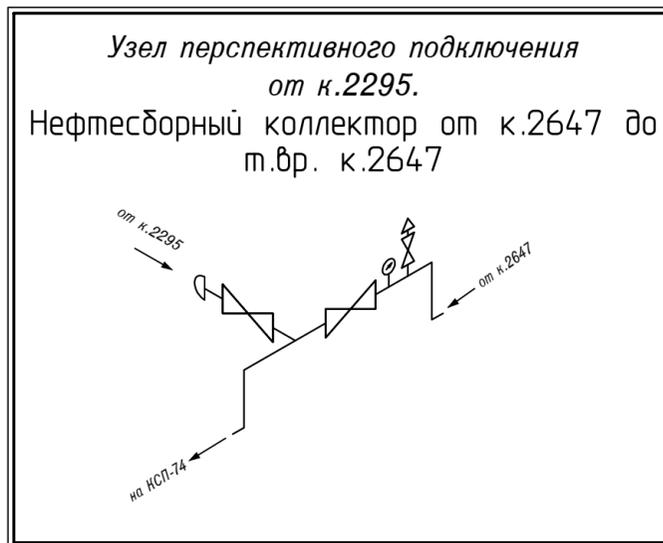


Рис.1 (поз.9)



Узел перспективного подключения от к.2295. Нефтеоборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 150 мм. Ру=4,0 МПа	1	145,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм. Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ Ду 100 мм. Ру=4,0 МПа	1	65,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 100 мм. Ру=4,0 МПа	2		
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		159x6	2,0	22,6	
3.1		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием			
3.1		159x6	0,9	22,6	
4		Отвод П 90°-159x6	2	14,9	вес с катушками
5		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
5		Отвод П 90°-159x6	2	14,9	вес с катушками
6		Тройник П 159x6-114x6	1	15,8	вес с катушками
7		Заглушка П 114x6	1	3,7	вес с катушками
8		Спецдеталь Ду150, L=700 мм для установки ВУС и манометра			
9	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду150	1	19,9	
10	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду100	1	14,3	
11		Пластина 900x600	1	8,47	

Примечания:

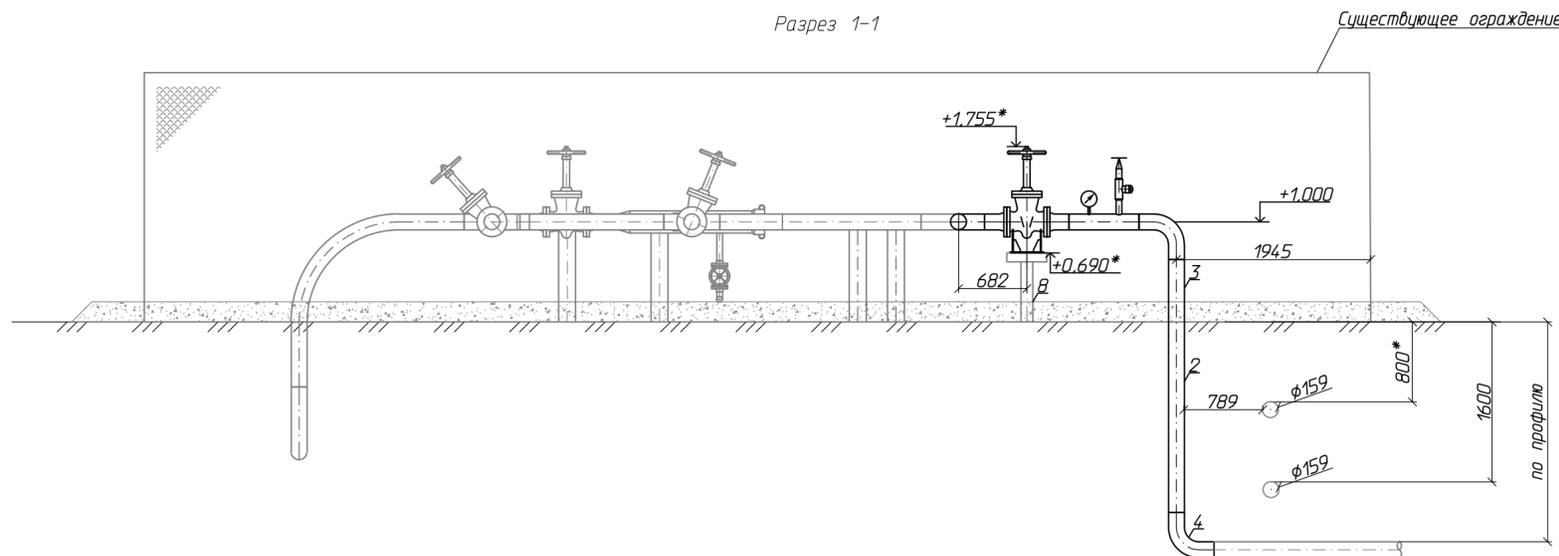
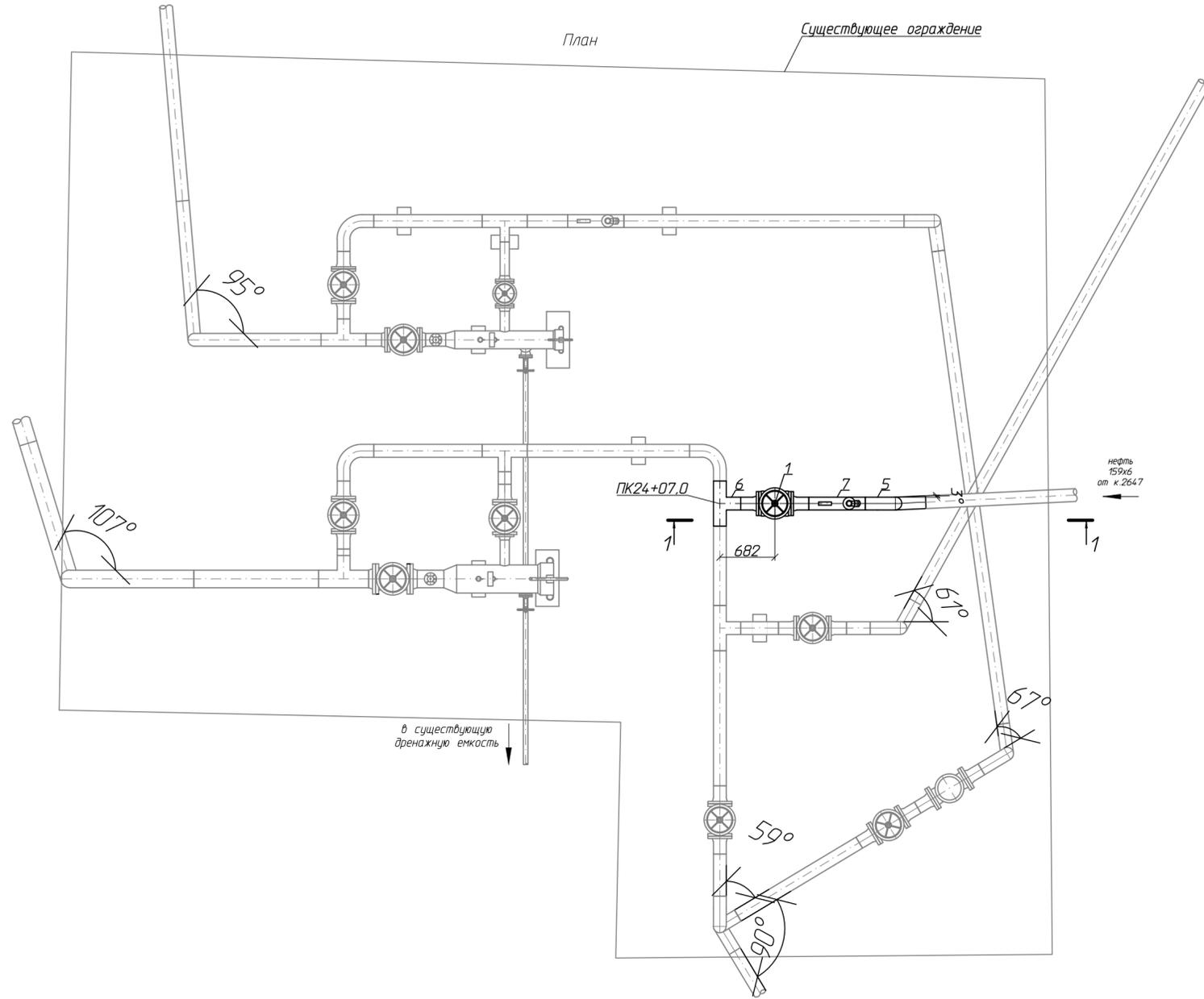
- Узел перспективного подключения от к.2295 расположен на ПК16+01.5 проектируемого нефтеоборного коллектора от к. 2647 до т.вр. к.2647.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений.
- * - размер уточнить по месту.
- Надземную часть узла и информационную табличку покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м²/ и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
- Площадь окраски таблички - 1,1 м². Изображение на знак наносит методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного UF-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г5		
						"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"		
Разраб.	Рыжова				10.23	Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Суркова				10.23	П		1
Проверил	Новоселова				10.23			
Н. контр.	Салдаева				10.23	Узел перспективного подключения от к.2295. Нефтеоборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647. План. Разрез 1-1		
						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Узел подключения

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 150 мм, Ру=4,0 МПа	1	145,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 150мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Труба из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	2.2	22,6	
3		Труба из стали 20А бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием	0,6	22,6	
4		Отвод П 90°-159х6-20А	1	14,9	вес с катушками
5		Отвод П 90°-159х6-20А	1	14,9	
6		Тройник П 159х6-20А	1	15,8	
7		Спецдеталь Ду150, L=700 мм для установки ВУС и манометра			
8	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г1В	Опора под задвижку Ду150	1	19,9	

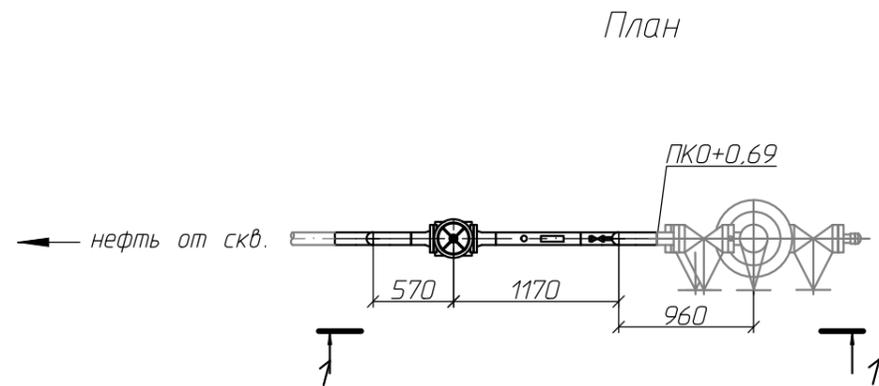
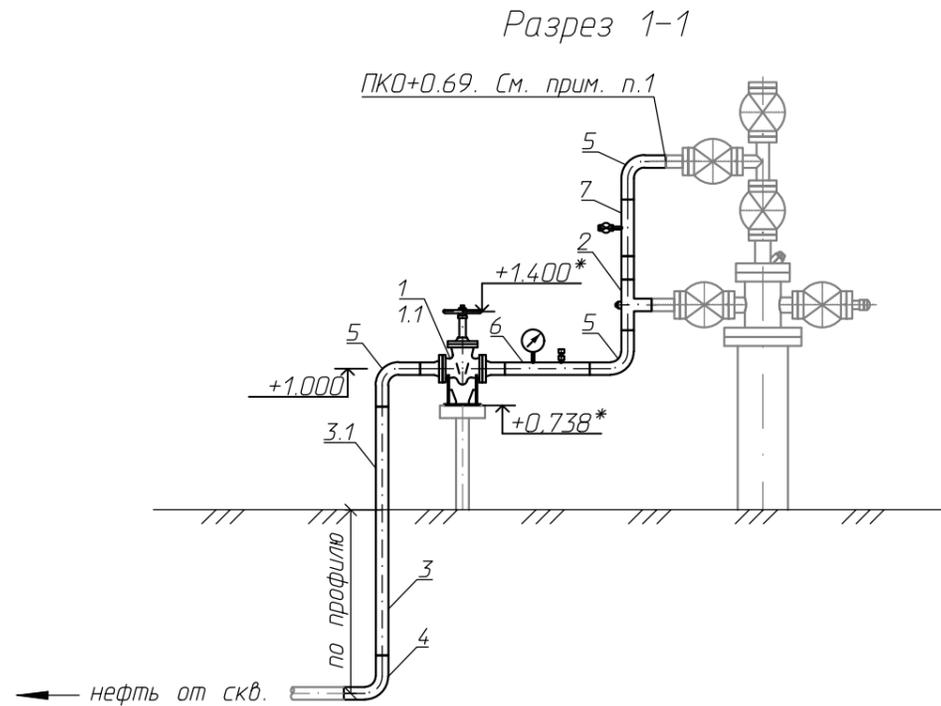


- Примечания:
- Узел подключения расположен на ПК24+07,0 проектируемого нефтесборного коллектора от к. 2647 до т.вр. к.2647.
 - Теплоизоляция условно не показана.
 - Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
 - Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
 - Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений.
 - * - размер уточнить по месту.
 - Надземную часть узла и информационную табличку покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Площадь окраски таблички - 1,1 м². Изображение на знак наносится методом шелкографии, аппликация светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г6				
"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись
Разраб.	Криницына	10.23		
Проверил	Новоселова	10.23		
Н. контр.	Салдаева	10.23		
			Стадия	Лист
			П	1
Узел подключения. Нефтесборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647 План. Разрез 1-1.				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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

Узел обвязки добывающих скважин 775 и 1074



Примечания:

1. Узел обвязки добывающей скважины 775 расположен на ПК0+0.69 проектируемой выкидной линии скв.775 до т.вр.775 куста №8Б
Узел обвязки добывающей скважины 1074 расположен на ПК0+0.69 проектируемой выкидной линии скв.1074
2. Теплоизоляция условно не показана.
3. Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
4. Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
5. Строительные конструкции опор представлены в части конструктивных решений.
6. Надземную часть узла покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
7. * - размер уточнить по месту.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Обратный клапан тройниковый с приварными катушками по 150мм	1	-	
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	1,2	12,3	
3.1		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием	0,8	12,3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
4		Отвод П 90°-89х6	1	6,0	вес с катушками
5		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием			
5		Отвод П 90°-89х6	3	6,0	вес с катушками
6		Спецдеталь Ду80, L=600 мм для установки манометра и закладной для датчика давления	1		
7		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки вентиля предохранительного	1		
8	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду80	1	12,3	

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на один узел. Всего узлов - 2.

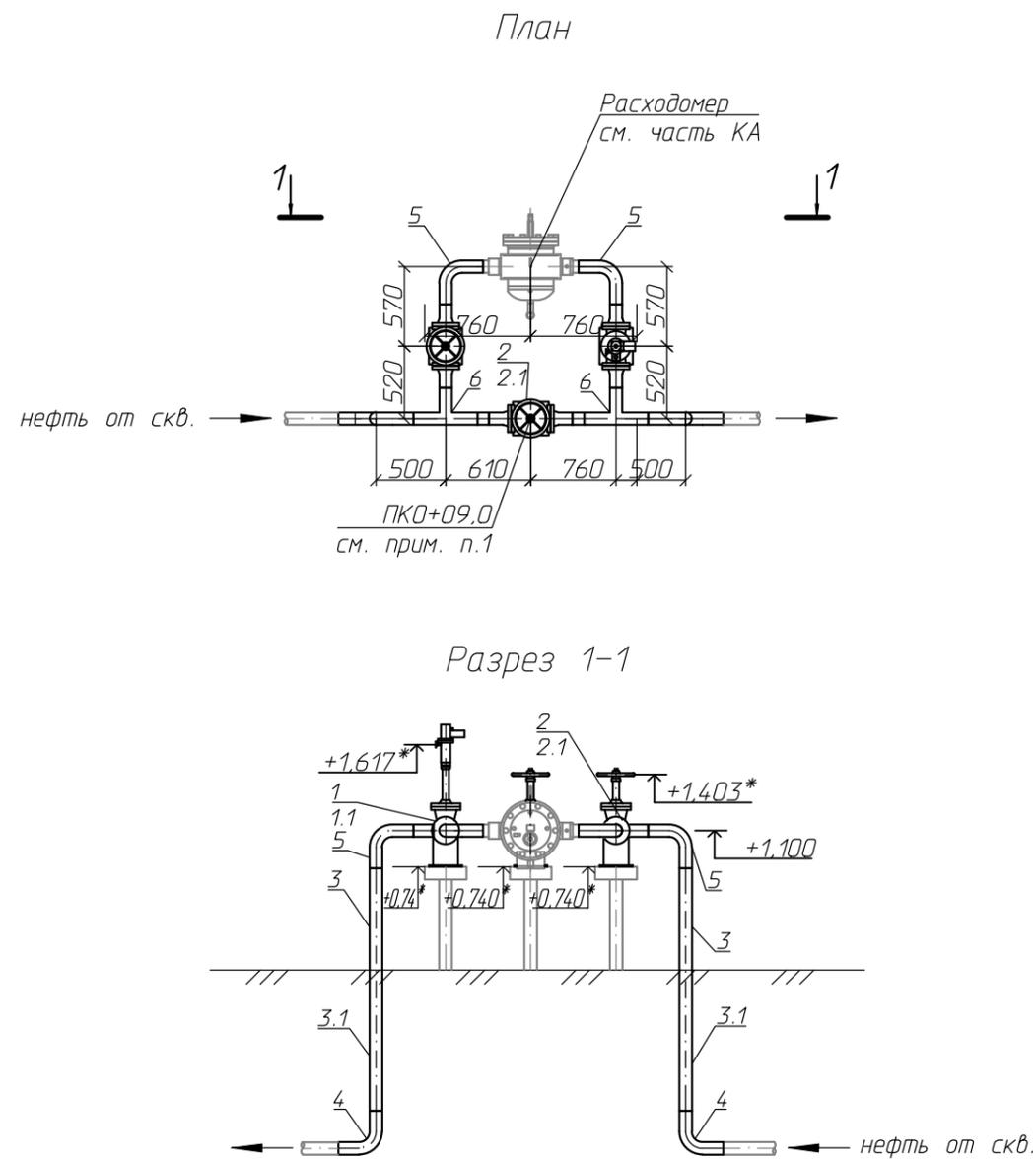
10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г7

"Обустройство Возейского нефтяного месторождения.
5 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.				Рыжова	10.23	П		1
Проверил				Новоселова	10.23			
Н. контр.				Салдаева	10.23	Узел обвязки добывающих скважин 775 и 1074. Выкидная линия "скв. 775 до т.вр.скв.775". План. Разрез 1-1		

ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Узел измерительной установки от скв. 775



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электроприводная без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	44,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80мм, Ру=4,0 МПа	4		
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
		89x6	2,4	12,3	
3.1		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием			
		89x6	2,5	12,3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
		Отвод П 90°-89x6	2	6,0	вес с катушками
5		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием			
		Отвод П 90°-89x6	4	6,0	вес с катушками
6		Тройник П 89x6	2	7,5	вес с катушками
7	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду80	3	12,3	

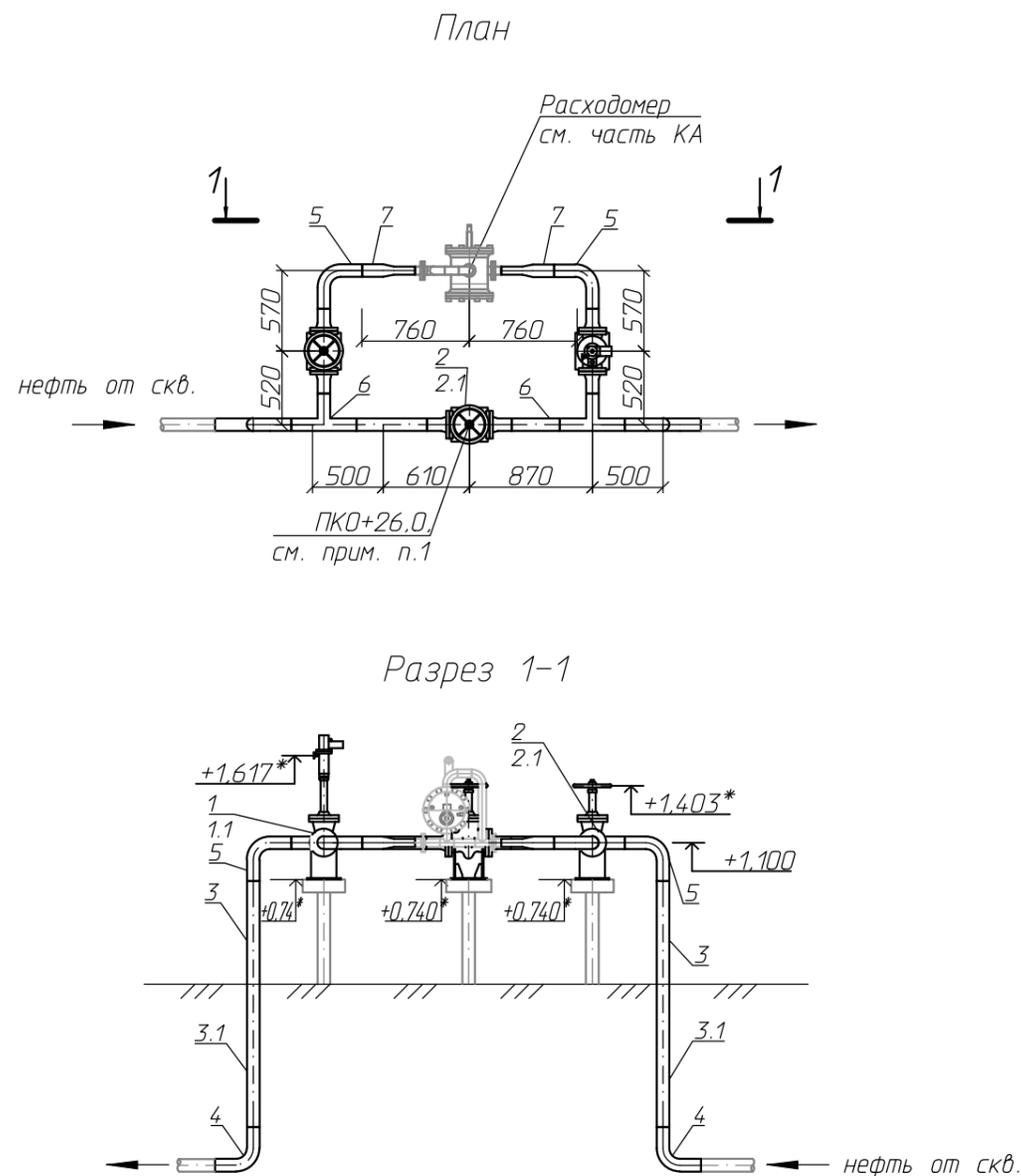
Согласовано	
Взам. инв. №	
Подпись и дата	
Инв. № подл.	

Примечания:

- Узел измерительной установки от скв.775 проектируемой выкидной линии скв.775 до т.вр.775 куста №8Б расположен на ПК0+09.0.
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор представлены в части конструктивных решений.
- Надземную часть узла покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
- * - размер уточнить по месту.

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г8					
"Обустройство Вазейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Рыжова			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
Узел измерительной установки от скв. 775.Выкидная линия "скв. 775 до т.вр.скв.775". План. Разрез 1-1				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Узел измерительной установки от скв. 1074



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка электроприводная без КОФ, Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	44,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80мм, Ру=4,0 МПа	4		
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		89x6	2,4	12,3	
3.1		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием			
3.1		89x6	2,5	12,3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
4		Отвод П 90°-89x6	2	6,0	вес с катушками
5		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием			
5		Отвод П 90°-89x6	4	6,0	вес с катушками
6		Тройник П 89x6	2	7,5	вес с катушками
7		Переход П 89x6-57x4	2	2,7	вес с катушками
8	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду80	3	12,3	

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

- Примечания:
- Узел измерительной установки от скв.1074 проектируемой выкидной линии скв.1074 расположен на ПК0+26.0.
 - Теплоизоляция условно не показана.
 - Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
 - Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
 - Строительные конструкции опор представлены в части конструктивных решений.
 - Надземную часть узла покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - * - размер уточнить по месту.

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г9					
"Обустройство Вазейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Рыжова			10.23
Разраб.		Суркова			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
Узел измерительной установки от скв. 1074. Выкидная линия "скв. 775 до т.вр.скв.775". План. Разрез 1-1					000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"
			Стадия	Лист	Листов
			П		1

Узел перспективного подключения от скв. 773.

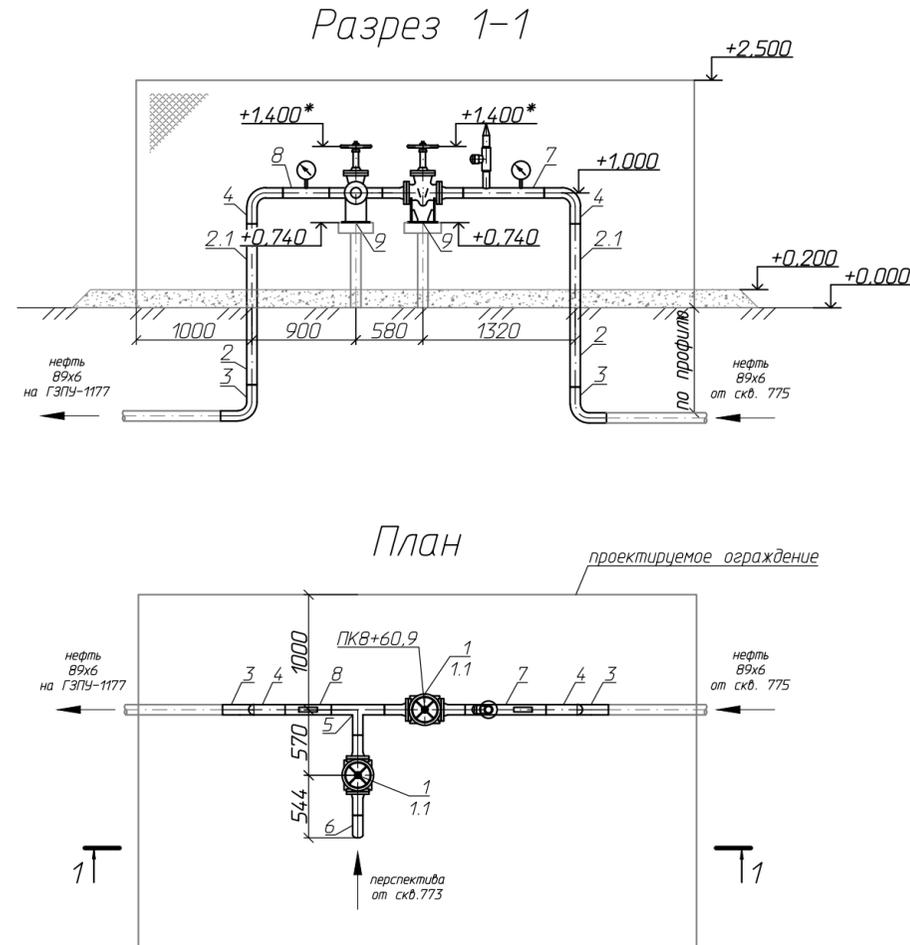
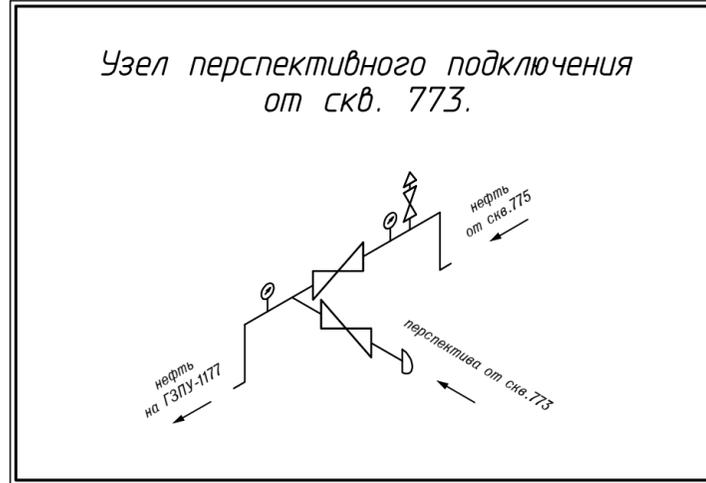


Рис.1 (поз.10)



Спецификация

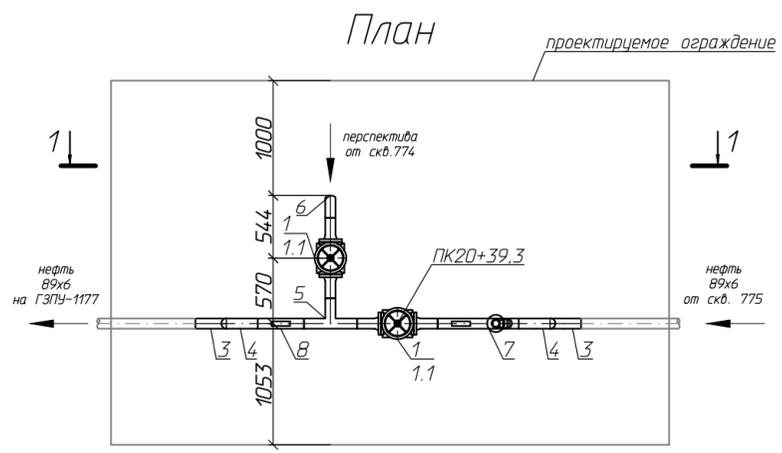
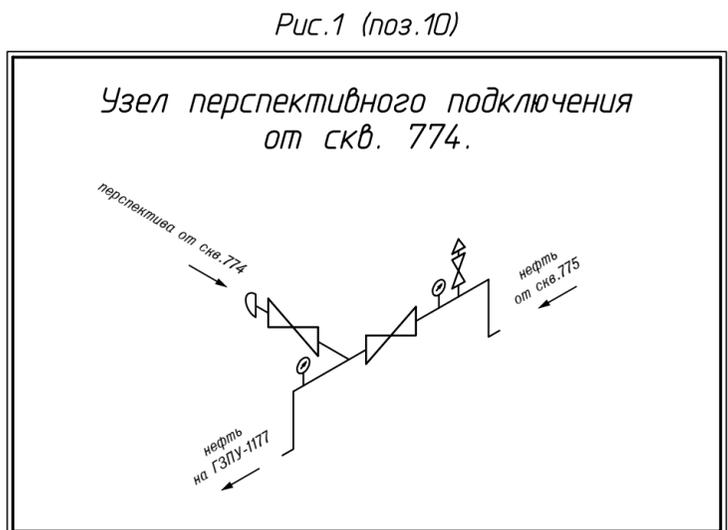
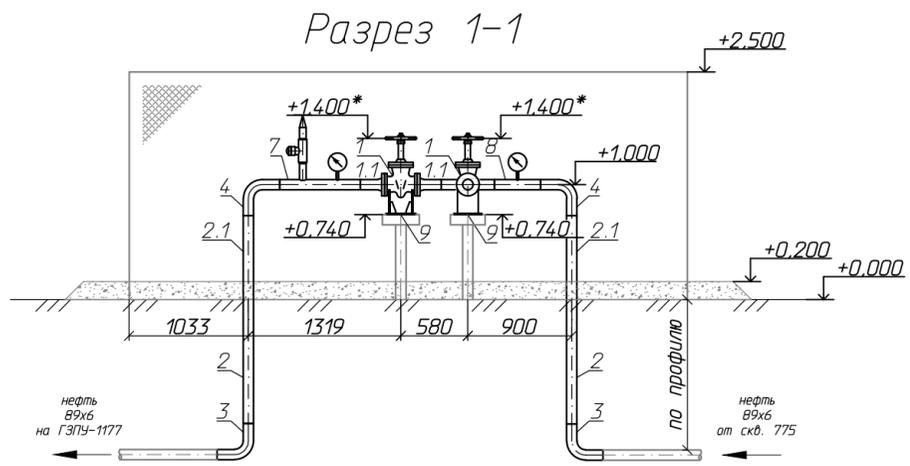
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2		89x6	2,0	12,3	
		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием			
2.1		89x6	1,2	12,3	
		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		Отвод П 90°-89x6	2	6,0	вес с катушками
		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием			
4		Отвод П 90°-89x6	2	6,0	вес с катушками
5		Тройник П 89x6	1	7,5	вес с катушками
6		Заглушка П 89x6	1	2,7	вес с катушками
7		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки манометра и ВУС	1	17,2	
8		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки манометра	1	5,9	
9	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду80	2	12,3	
10		Пластина 900x600	1	8,47	

Примечания:

- Узел перспективного подключения от скв.773 расположен на ПКВ+60,8 проектируемой выкидной линии "скв.775 от т.вр.скв.775".
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
- Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений.
- * - размер уточнить по месту.
- Надземную часть узла и информационную табличку покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
- Площадь окраски таблички - 1,1 м². Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г10					
"Строительство линейных коммуникаций Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Суркова				10.23
Разраб.	Рыжова				10.23
Проверил	Новоселова				10.23
Н. контр.	Салдаева				10.23
Узел перспективного подключения от скв. 773. Выкидная линия "скв. 775 до т.вр.скв.775" План. Разрез 1-1.					Стадия
					Лист
					Листов
					П
					1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					

Узел перспективного подключения от скв.774



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
2		89x6	2,6	12,3	
		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием			
2.1		89x6	1,2	12,3	
		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием			
3		Отвод П 90°-89x6	2	6,0	вес с катушками
		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним покрытием			
4		Отвод П 90°-89x6	2	6,0	вес с катушками
5		Тройник П 89x6	1	7,5	вес с катушками
6		Заглушка П 89x6-20А	1	2,7	вес с катушками
7		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки манометра и ВУС	1	17,2	
8		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки манометра	1	5,9	
9	10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	Опора под задвижку Ду80	2	12,3	
10		Пластина 900x600	1	8,47	

- Примечания:
- Узел перспективного подключения от скв.774 расположен на ПК20+39,3 проектируемой выкидной линии скв.775 до т.вр.скв.775".
 - Теплоизоляция условно не показана.
 - Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
 - Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
 - Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений.
 - * - размер уточнить по месту.
 - Наземную часть узла и информационную табличку покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² / и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Площадь окраски таблички - 1,1 м². Изображение на знак наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветowych решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г11					
"Строительство линейных коммуникаций Возейскоого нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.	Суркова				10.23
Разраб.	Рыжова				10.23
Проверил	Новоселова				10.23
Н. контр.	Салдаева				10.23
Узел перспективного подключения от скв.774. Выкидная линия "скв. 775 до т.вр.скв.775" План. Разрез 1-1.				Стадия	Лист
				П	1
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

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

Узел подключения от скв.1074

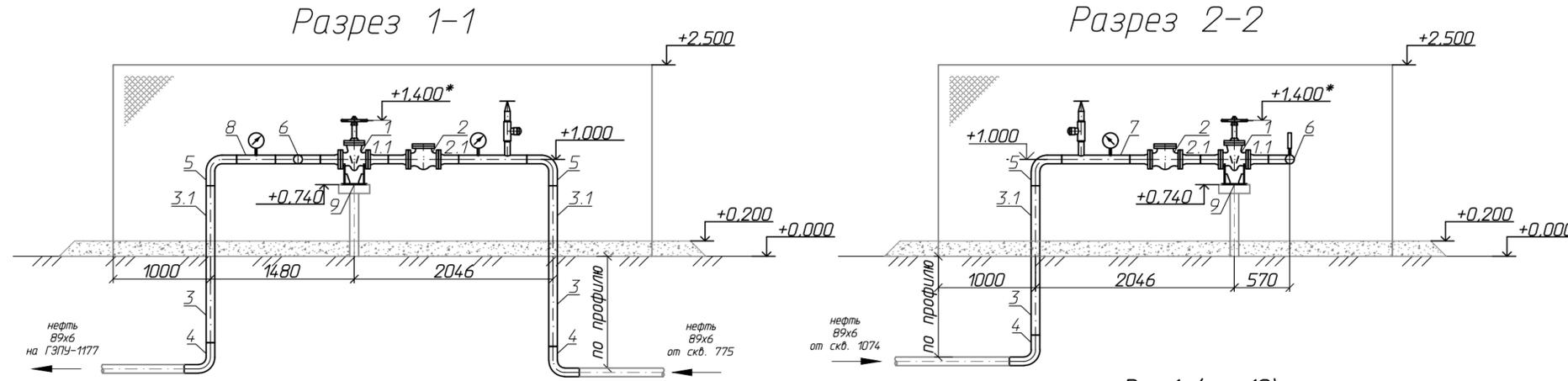
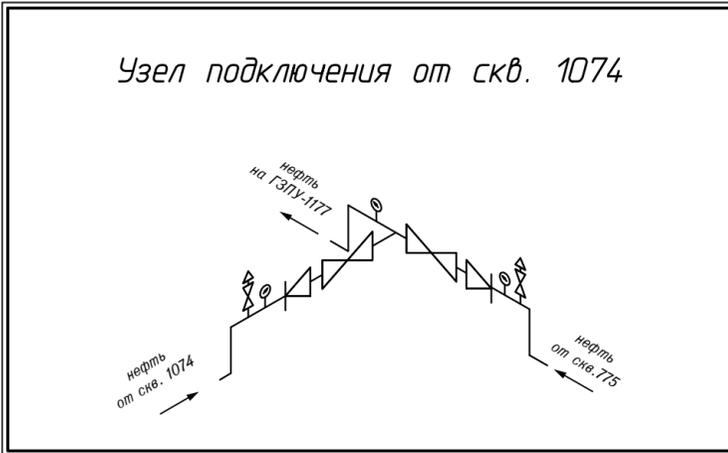
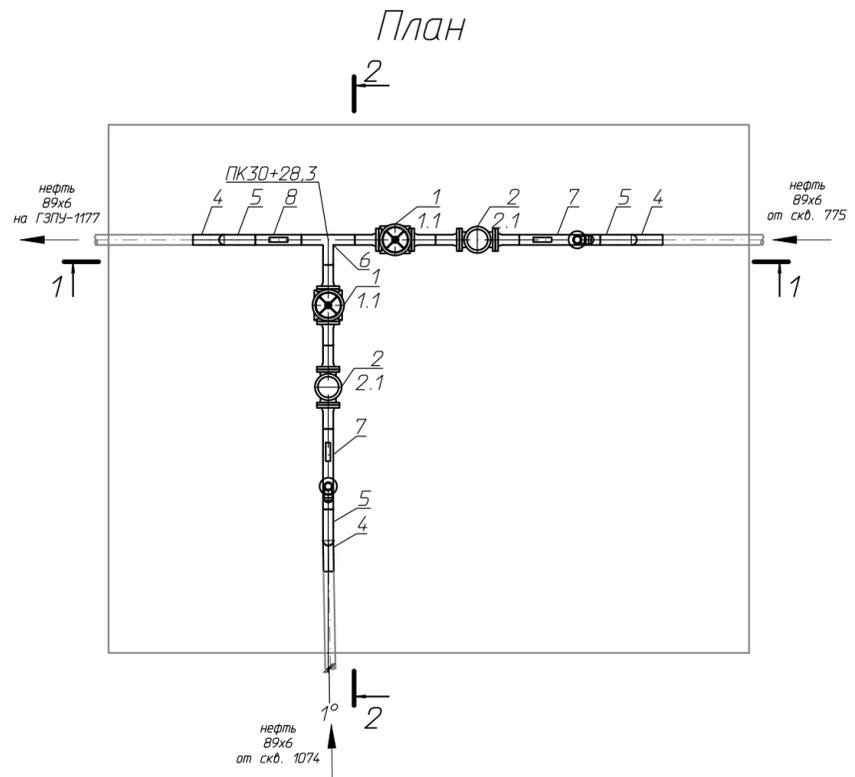


Рис.1 (поз.10)



Узел подключения от скв. 1074

- Примечания:
- Узел подключения от скв. 1074 расположен на ПК30+28.3 проектируемой выкидной линии "скв.775 до т.вр.скв.775."
 - Теплоизоляция условно не показана.
 - Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
 - Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной диметаллической втулки.
 - Строительные конструкции опор под трубопровод и ограждений представлены в части конструктивных решений.
 - * - размер уточнить по месту.
 - Надземную часть узла и информационную табличку покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Площадь окраски таблички - 1,1 м². Изображение на знак наносится методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".

Спецификация

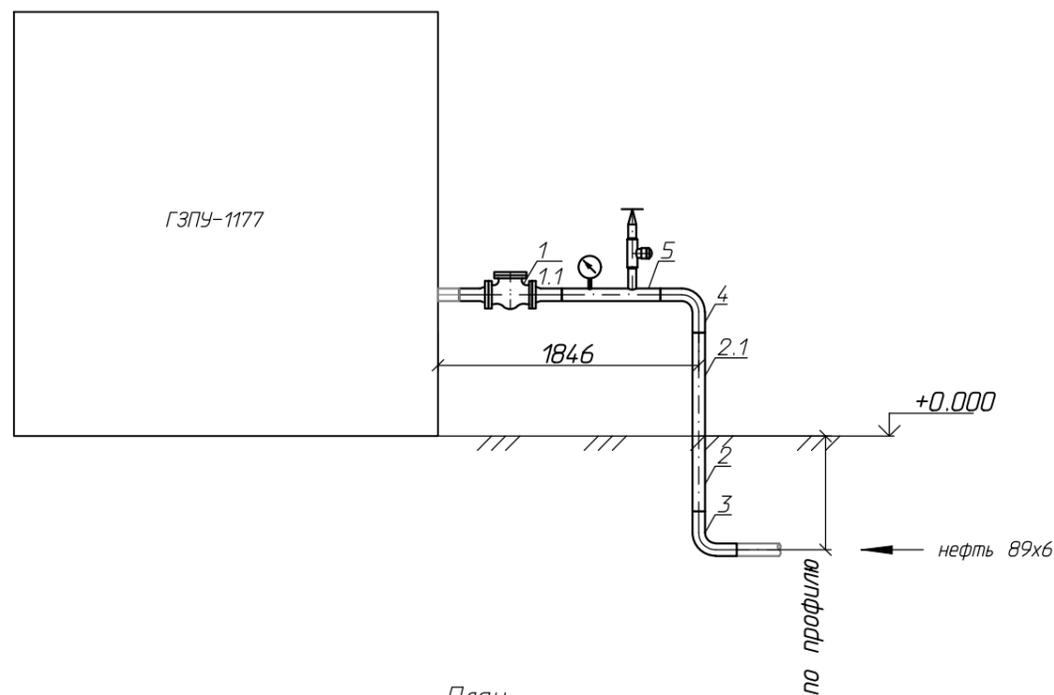
Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Задвижка клиновья без КОФ Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	44,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
2		Затвор обратный Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2	41,0	
2.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	4		
3		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	3,3	12,3	
3.1		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием	1,8	12,3	
4		Детали из стали с приварными катушками 150 мм с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	3	6,0	вес с катушками
5		Отвод П 90°-89х6	3	6,0	вес с катушками
6		Отвод П 90°-89х6	3	6,0	вес с катушками
7		Тройник П 89х6	1	7,5	
8		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки манометра и ВУС	2	17,2	
9		Спецдеталь Ду80, L=400 мм для установки манометра	1	5,9	
9		10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18	2	12,3	
10		Опора под задвижку Ду80	2	12,3	
10		Пластина 900х600	1	8,47	

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г12											
"Строительство линейных коммуникаций Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"											
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата						
Разраб.	Суркова				10.23						
Разраб.	Рыжова				10.23						
Проверил	Новоселова				10.23						
Н. контр.	Салдаева				10.23						
Узел подключения от скв.1074. Выкидная линия "скв. 775 до т.вр.скв.775" План. Разрезы 1-1, 2-2.					<table border="1"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов									
П		1									
ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"					Формат А4х3						

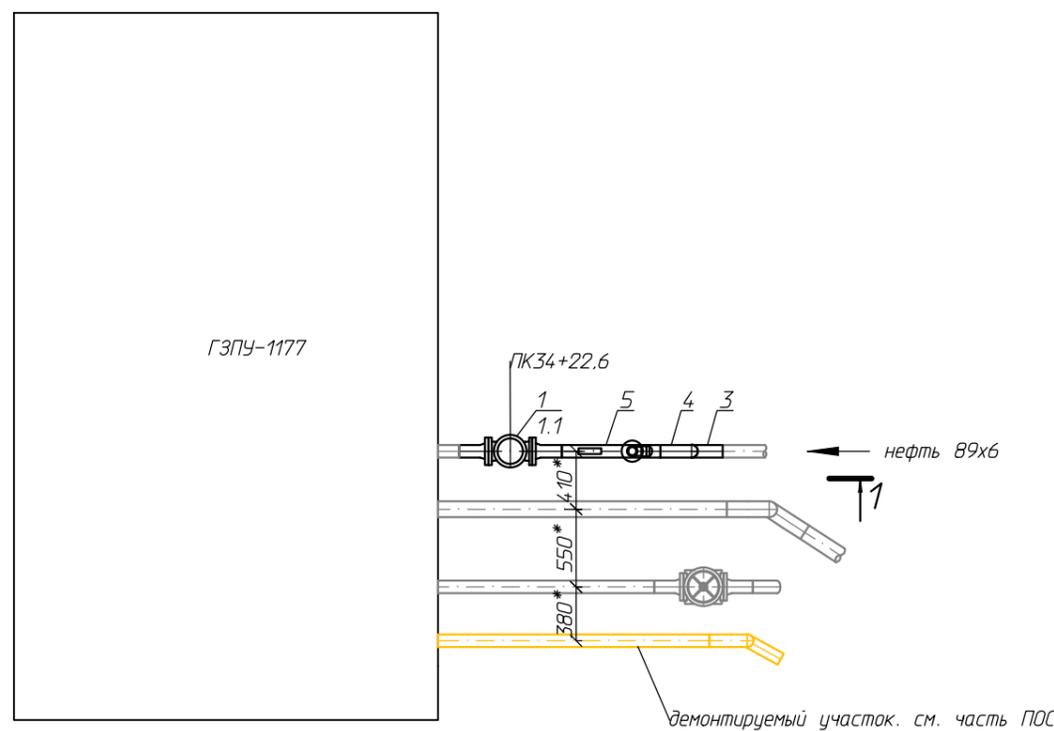
Согласовано	
Взам. инв.№	
Подпись и дата	
Инв.№ подл.	

Узел подключения к ГЗПУ-1177.

Разрез 1-1



План



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Затвор обратный Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	1	41,0	
1.1		Спецдеталь для ЗРА Ду 80 мм, Ру=4,0 МПа	2		
2		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним и трехслойным наружным покрытием	0,6	12,3	
2.1		Труба из стали бесшовная, горячедеформированная с заводским двухслойным внутренним покрытием	1,0	12,3	
3		Отвод П 90°-89x6	1	6,0	вес с катушками
4		Отвод П 90°-89x6	1	6,0	вес с катушками
5		Спецдеталь Ду80, L=700 мм для установки манометра и ВУС	1	17,2	

Примечания:

- Узел подключения к ГЗПУ-1177 расположен на ПК34+22,6 проектируемой выкидной линии "скв.775 до т.вр.скв.775."
- Теплоизоляция условно не показана.
- Сварные стыки подземной части узла изолировать термоусаживающимися манжетами.
- Для защиты внутренней части сварного соединения предусмотрена установка подкладной биметаллической втулки.
- *- размер уточнить по месту.
- Надземную часть узла покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г13

"Строительство линейных коммуникаций Возейскоого нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			10.23	П		1
Разраб.		Суркова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Узел подключения к ГЗПУ-1177. Выкидная линия "скв. 775 до т.вр.скв.775" План. Разрез 1-1.		000 "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

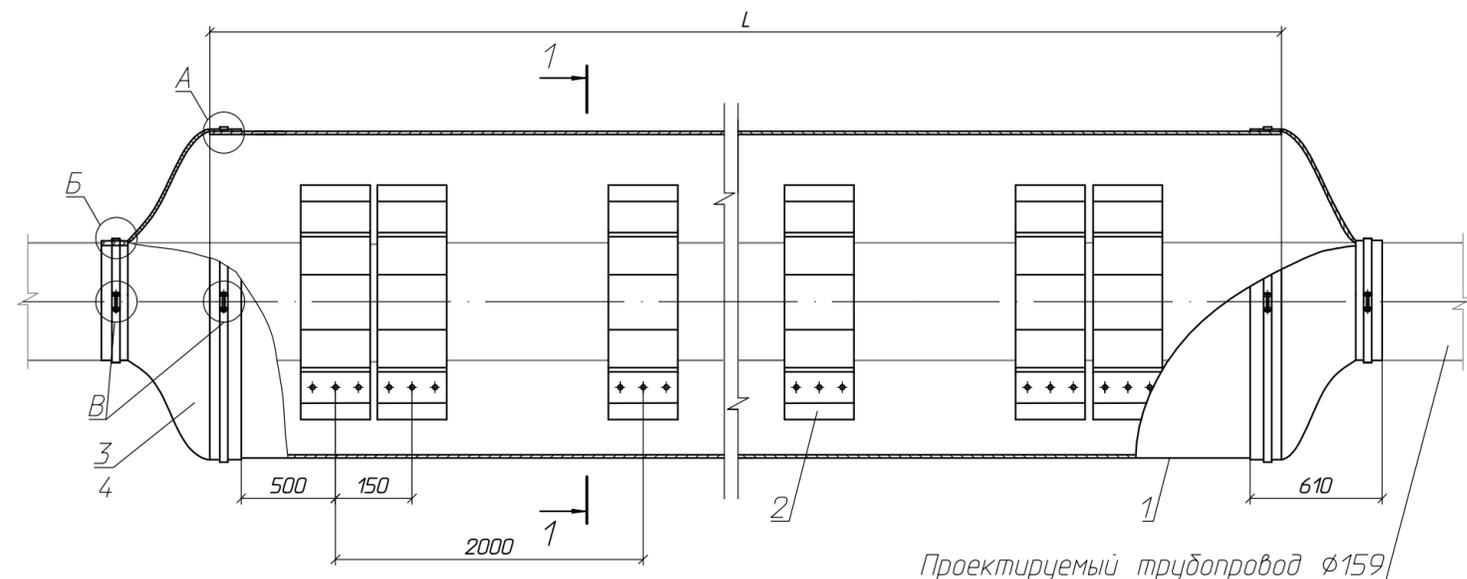
Взам. инв. №

Подпись и дата

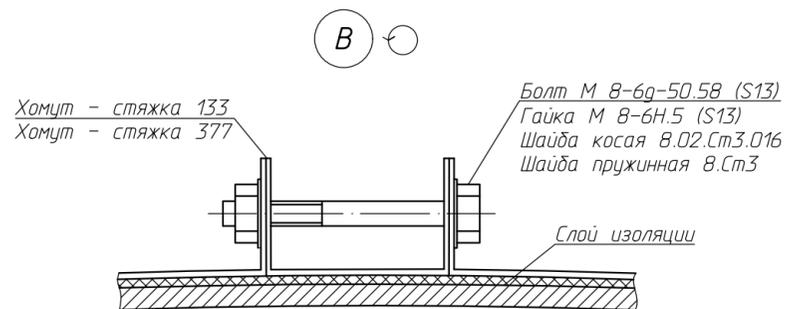
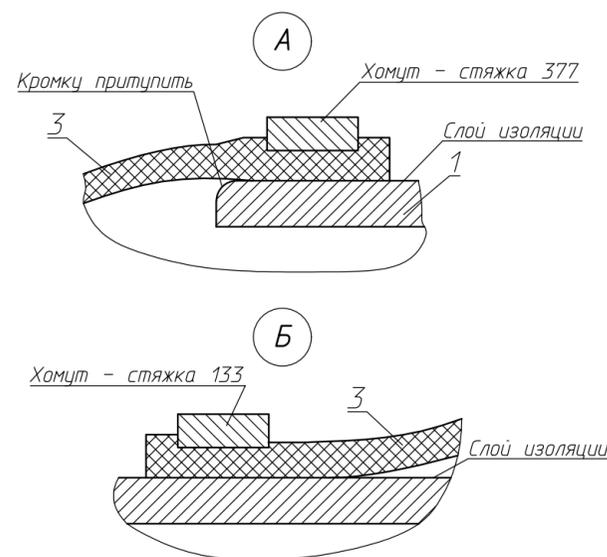
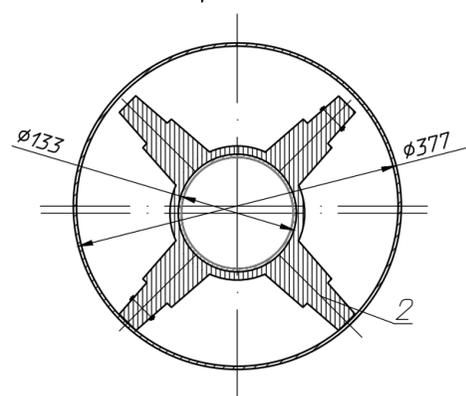
Инв. № подл

Конструкция подземного защитного кожуха Ду350

Общий вид



Разрез 1-1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	31,0	90,5	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-159"	21	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующее УЗМГ 159/377	4	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 159/377 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	2	-	комплект

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Нефтедоборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642				
Пересечение с суц. газопроводом, ПК11+23,1	12,0	ПК11+17,0-ПК11+29,0	9	Заводское изоляционное покрытие
Нефтедоборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647				
Автомобильная дорога к а/д Усинск-Харьяга к.2609 ПК14+73,9	19	ПК14+64,0-ПК14+83,0	12	Заводское изоляционное покрытие

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г14

"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			10.23	П		1
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Конструкция подземного защитного кожуха Ду350. Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Формат А4х3

Согласовано

Взам. инв.№

Подпись и дата

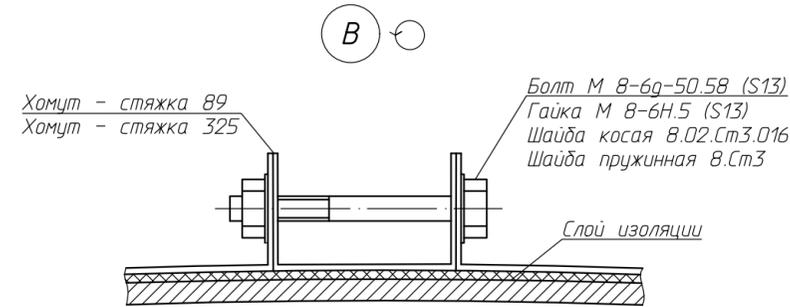
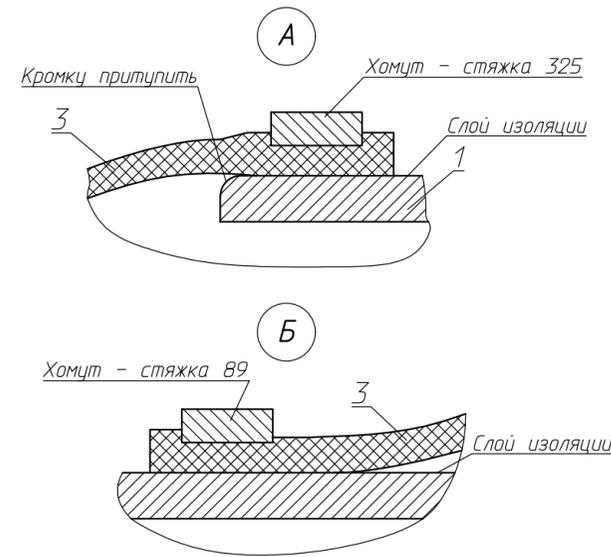
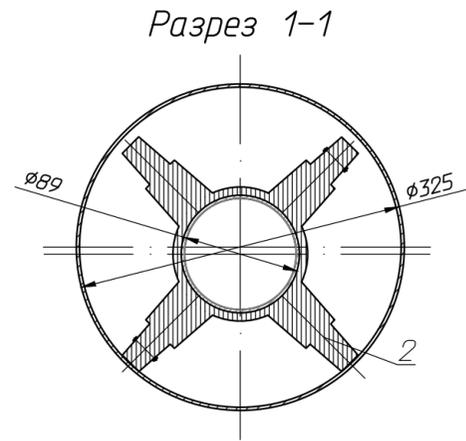
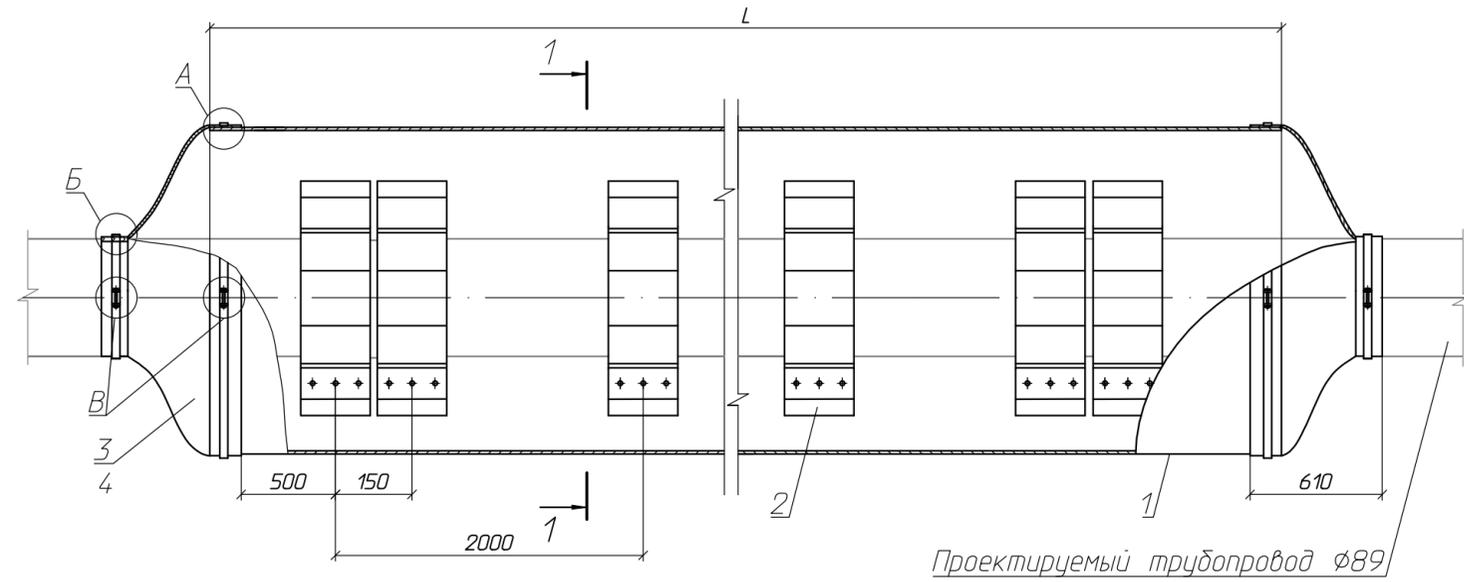
Инв.№ подл

Наружную кромку на защитных кожухах притупить.

1. Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной полиэтиленовой обертки.

Конструкция подземного защитного кожуха Ду300

Общий вид



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	112	77.7	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-89"	73	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующих УЗМГ 89/325	14	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 89/325 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	7	-	комплект

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 7 защитных кожуха

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Выкидная линия скв.775 до т.вр.				
Технологический проезд ПК6+11,88	21	ПК6+02,0-ПК6+23,0	13	Заводское изоляционное покрытие
Технологический проезд ПК15+62,84	23	ПК15+50,0-ПК15+73,0	14	Заводское изоляционное покрытие
Технологический проезд ПК30+03,87	25	ПК29+89,0-ПК30+14,0	15	Заводское изоляционное покрытие
Пересечение с суц. газопроводом, ПК12+3,57	10,0	ПК11+98,55-ПК12+8,55	7	Заводское изоляционное покрытие
Пересечение с суц. газопроводом, ПК12+48,33	10,0	ПК12+43,25-ПК12+53,25	7	Заводское изоляционное покрытие
Пересечение с суц. газопроводом, ПК14+56,91	12,0	ПК14+50,9-ПК14+62,9	9	Заводское изоляционное покрытие
Пересечение с суц. газопроводом, ПК27+73,39	11,0	ПК27+67,9-ПК27+78,9	8	Заводское изоляционное покрытие

- Примечания:
- Наружнюю кромку на защитных кожухах притупить.
 - Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной полиэтиленовой обертки.

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г15

"Обустройство Возейского нефтяного месторождения.
5 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			10.23	П		1
Разраб.		Суркова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Конструкция подземного защитного кожуха Ду300. Общий вид. Разрез 1-1	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	

Конструкция надземного защитного кожуха Ду300 с сальниковым уплотнением

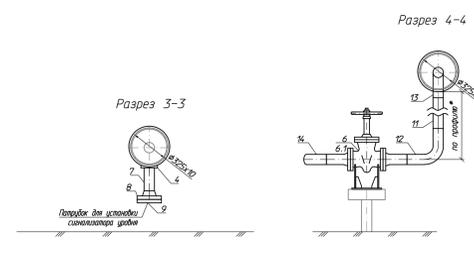
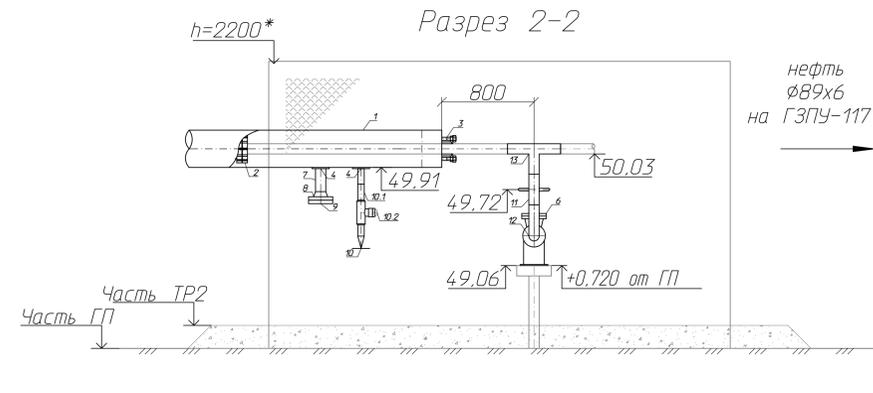
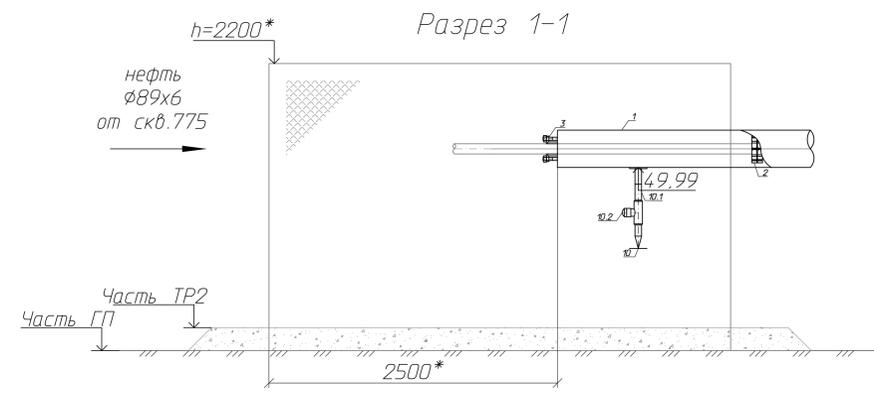
Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			Тип покрытия
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец сальников, шт	
переход через р. Пальник Шор	30	ПК13+93.0-ПК14+23.0	17.5	Забойское антикоррозийное покрытие

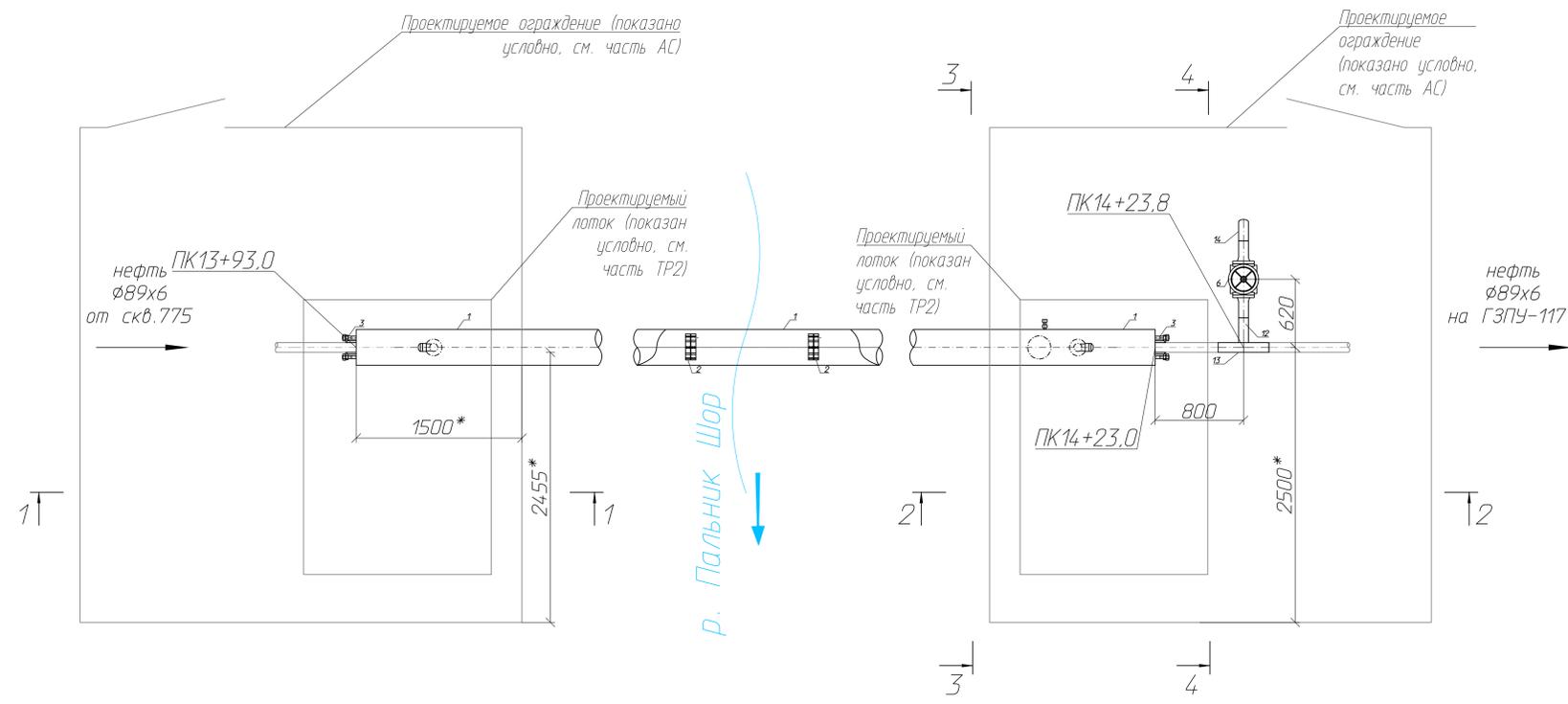
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная горячекатаная	30	77.7	и
2		Кольцо электрическое полиуретановое (Уреван-1) размер 425	17.5	-	комплект
3		Устройство сальникового уплотнения трубы Ø89 в трубе Ø325	2	-	комплект
4		Накладка Ø220x10	3	0.79	
5		Закладная конструкция для надземного устройства, выполненная из стальной трубы (ЗК14-2-3-2009)	1		
6		Защелка клиновидная без К0Ф Ду 80 мм Ру=4.0 МПа	1	44.0	
6.1		Специальность для ЭРА Ду80 мм Ру=4.0 МПа	2		
7		Труба из стали Ø89x6	0.2	12.3	
8		Фланец 80-40-11-1-M-V	1	7.22	
9		Заглушка 4-80-4.0-6	1	6.4	
10		Вентиль шаровый специальный ВШС	2	7.55	
10.1		Муфта 60 из стали	2	1.8	
10.2		Заглушка П 76x6	2	0.5	
11		Труба из стали бесшовная электросварочная с заводским двухслойным выпуклым покрытием Ø91x6	1.0	12.3	
12		Детали из стали с приборными катужками 750 мм с заводским двухслойным выпуклым покрытием	2	6.0	вес с катужками
13		Тройник П 89x6	1	7.5	вес с катужками
14		Заглушка П 89x6	1	2.7	вес с катужками
15		10-16-2НИИП/2022-1-ТР2.Г17	1	14.3	

Примечание: Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух.



План



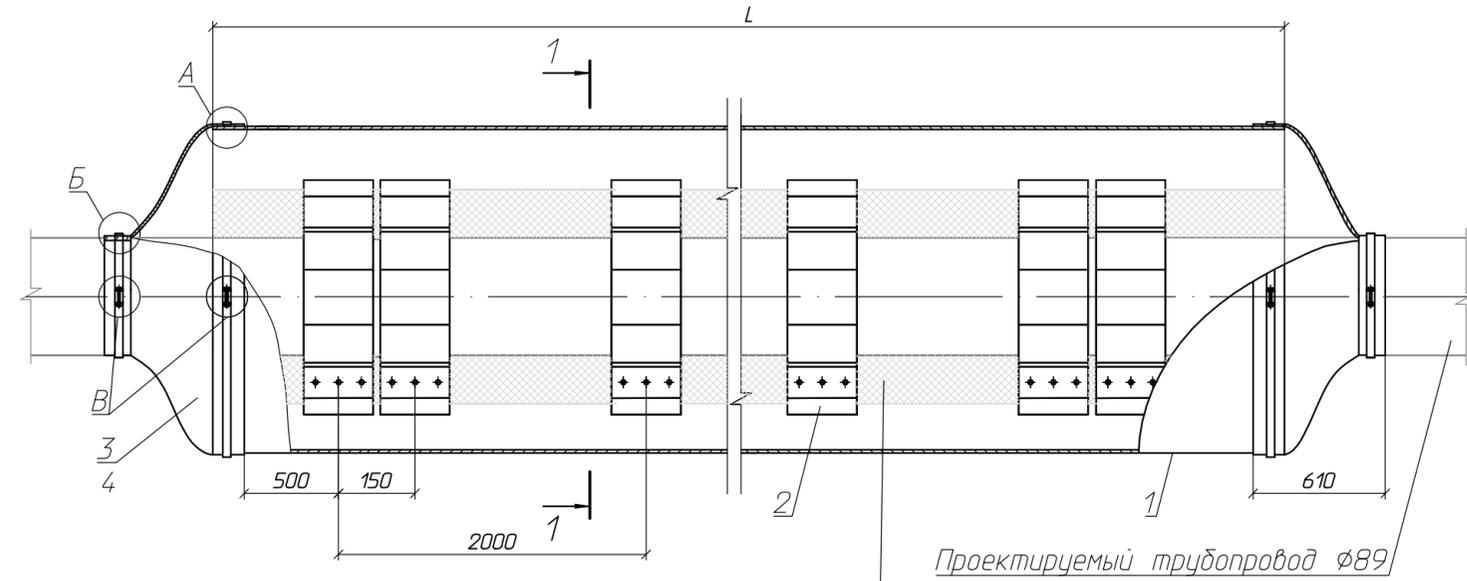
- Примечания:
- Наружную кромку на защитном кожухе притупить.
 - Электроникоманетр и патрубок для установки сигнализатора уровня устанавливаются на участке кожуха до перехода (у начала кожуха). Расстояние между заводской конструкцией электронамперного манометра и патрубком для установки сигнализатора уровня не менее 200 мм.
 - Кольцо предохранительное установить на монтажные катужки, выполненные из двух слоев полиуретановой обертки для защиты изоляции (толщина не менее 0,6 мм).
 - Труба защитного кожуха необходимо покрыть цинк-алюминовой полиуретановой эмалью в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилатуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
 - Стальные конструкции стали для патрубка установки сигнализатора уровня и площадки под обслуживание представлены в части архитектурно-строительных решений.
 - * - уточнить по месту.

10-16-2НИИП/2022-1-ТР2.Г16				
Изм.	Копия	Лист	Лок.	Подпись
Разработ	Суркова			09.23
Разработ	Рыкова			09.23
Проверил	Набаселова			09.23
Н. контр.	Салдаева			09.23

Спецификация	
Взам. инв. №	
Листов	
Всего листов	

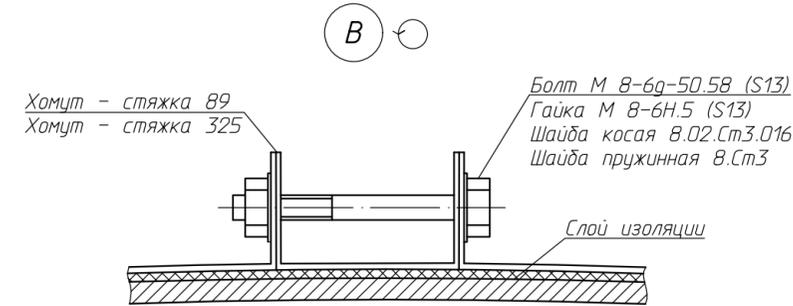
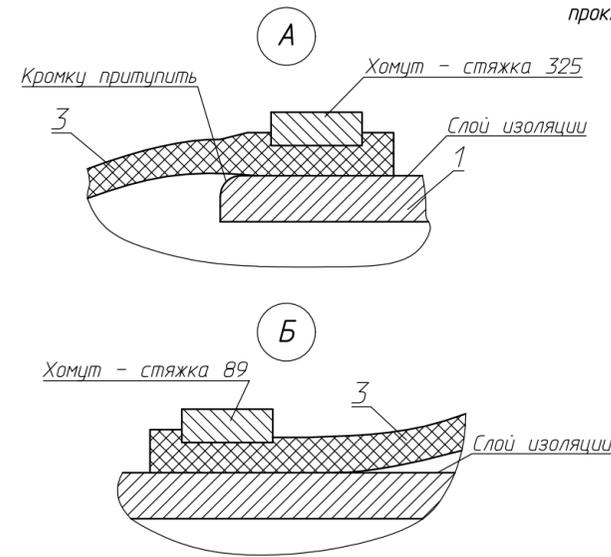
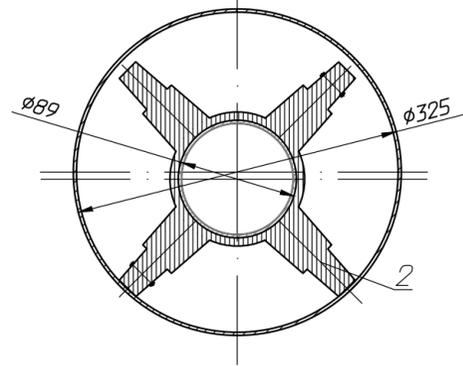
Конструкция подземного защитного кожуха Ду300 (с теплоизоляцией)

Общий вид



Теплоизоляция из вспененного каучука K-FLEX 1G0 с покрытием для подземной прокладки толщиной 50 мм

Разрез 1-1



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная с заводским трехслойным покрытием	42	77.7	м
2		Кольцо диэлектрическое полиуретановое "Спейсер-Номинал-89"	24	-	комплект
3		Укрытие защитное манжет герметизирующее УЗМГ 89/325	2	-	комплект
4		Манжета защитная герметизирующая МЗПТ 89/325 в комплекте со стяжными хомутами и метизами	1	-	комплект

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на 1 защитный кожух

Параметры защитных кожухов

Название дороги (коммуникации)	Параметры проектируемого кожуха			
	L, м	Границы кожуха	Кол. колец спейсеров, шт.	Тип покрытия
Выкидная выкидная конструкция для трубопровода №8Б				
Автомобильная дорога от а/д Сыктывкар-Ухта-Печора-Усинск-Нарьян-Мар на ПК11+62.24	42	ПК11+40,0-ПК11+82,0	24	Заводское изоляционное покрытие

Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

- Примечания:
- Наружнюю кромку на защитных кожухах притупить.
 - Кольцо предохранительное установить на монтажный коврик, выполненный из двух слоев защитной полиэтиленовой обертки.

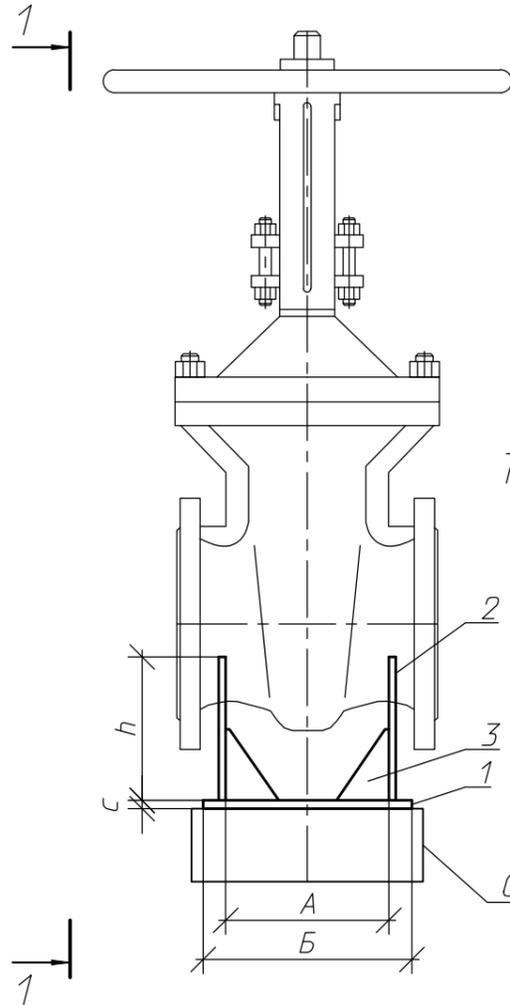
10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г15

"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"

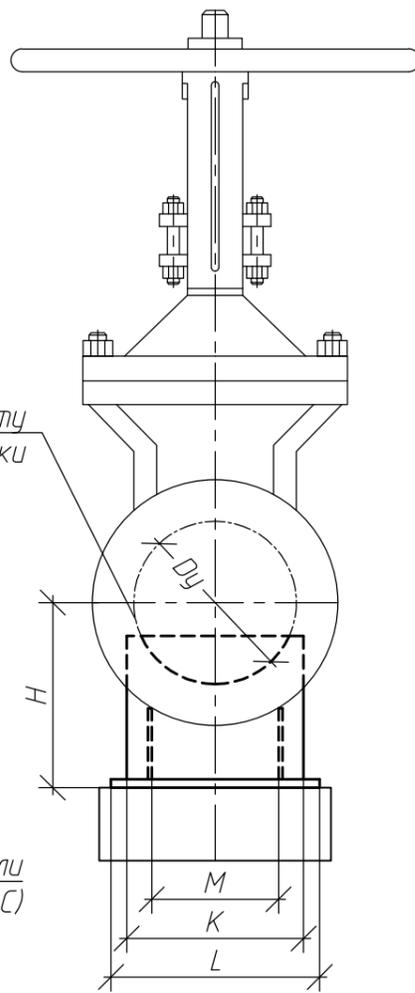
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Рыжова			10.23	П		1
Разраб.		Суркова			10.23			
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Конструкция подземного защитного кожуха Ду300 (с теплоизоляцией). Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Опора под клиновую задвижку

Общий вид



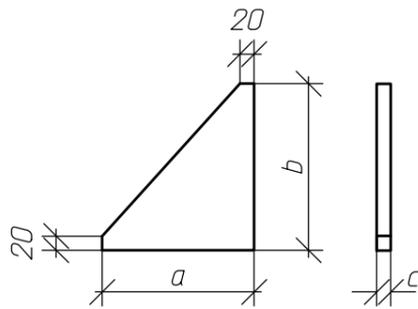
Разрез 1-1



Вырезать по месту по контуру задвижки

Опорная подушка или фундамент (см. АС)

Ребро (поз. 3)



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Опора под задвижку Ду100		14,3	
1		Основание 280x260x10	1	5,7	
2		Косынка 225x200x10	2	3,5	
3		Ребро 100x50x10	4	0,4	
		Опора под задвижку Ду150		19,9	
1		Основание 340x310x10	1	8,3	
2		Косынка 225x250x10	2	4,4	
3		Ребро 120x70x10	4	0,7	
		Опора под задвижку Ду80		12,3	
1		Основание 260x240x10	1	4,9	
2		Косынка 205x180x10	2	2,9	
3		Ребро 100x50x10	4	0,4	

Конструктивные размеры

Ду	А	Б	С	Н	h	К	Л	М	a	b	c
100	210	280	10	280	225	200	260	100	50	100	10
150	270	340	10	310	225	250	310	150	70	120	10
80	190	260	10	260	205	180	240	80	50	100	10

Примечания:

1. Конструкция опоры - сварная, катет шва 8 мм. Сварку произвести по ГОСТ 5264-80. Использовать электроды Э-42, ГОСТ 9467-75.
2. Материал для изготовления опоры под задвижку - сталь марки 09Г2С ГОСТ 19281-2014.
3. Опоры покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акриуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м².
4. Площадь окрашиваемой поверхности одной опоры под задвижку Ду100 - 0,37 м², Ду150 - 0,50 м².

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г18

"Строительство линейных коммуникаций Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"

Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Суркова			10.23	П		1
Проверил		Новоселова			10.23			
Н. контр.		Салдаева			10.23	Опора под клиновую задвижку. Общий вид. Разрез 1-1		ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

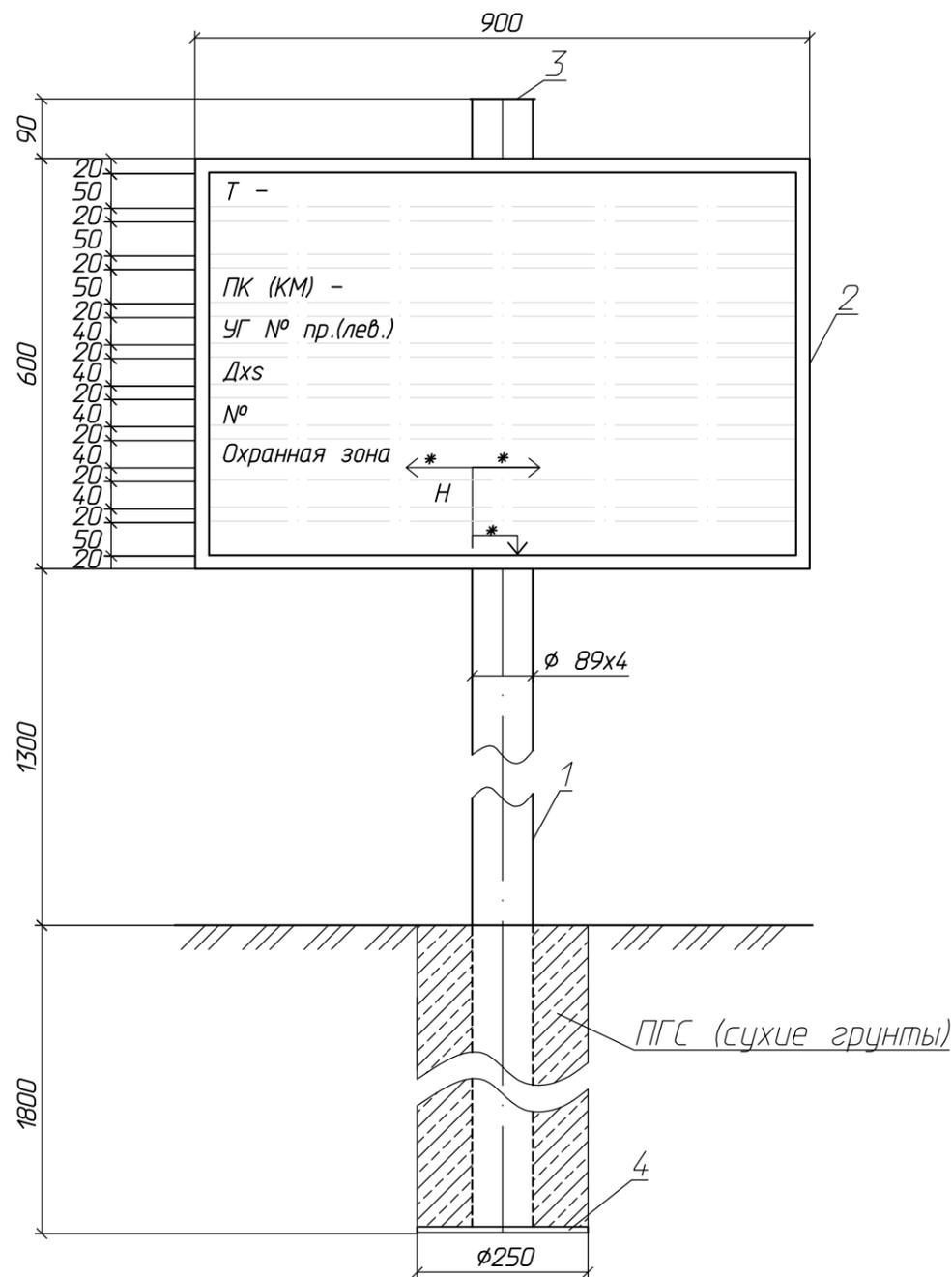
Согласовано

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл

Опознавательный знак



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Труба стальная электросварная прямошовная	3,8	8,38	м. труба II сорта
2		Пластина 900x600	1	8,47	
3		Заглушка ϕ 90	1	0,13	
4		Заглушка ϕ 250	1	2,95	
Материалы					
		Грунтовка полиуретановая	1,51		кг
		Эмаль полиуретановая	0,56		кг
		Эмаль акрилуретановая	0,54		кг

Примечание - Количество изделий и материалов в спецификации представлено на один опознавательный знак

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
Т	Наименование трубопровода
ПК (км)	Пикетаж (километраж) трассы
УГ № пр.(лев.)	Информация об угле поворота трассы (номер угла). Величина в градусах и минутах, направление угла: -вправо (пр.), -влево (лев.)
Дхs	Диаметр и толщина стенки трубопровода, мм
№	Номер телефона эксплуатирующей организации
Охранная зона	Расстояние от оси по обе стороны от трубопровода, м
Н	Глубина залегания трубопровода до верхней образующей, м
*	Значение расстояния охранной зоны и глубины залегания трубопровода, м

Примечания:

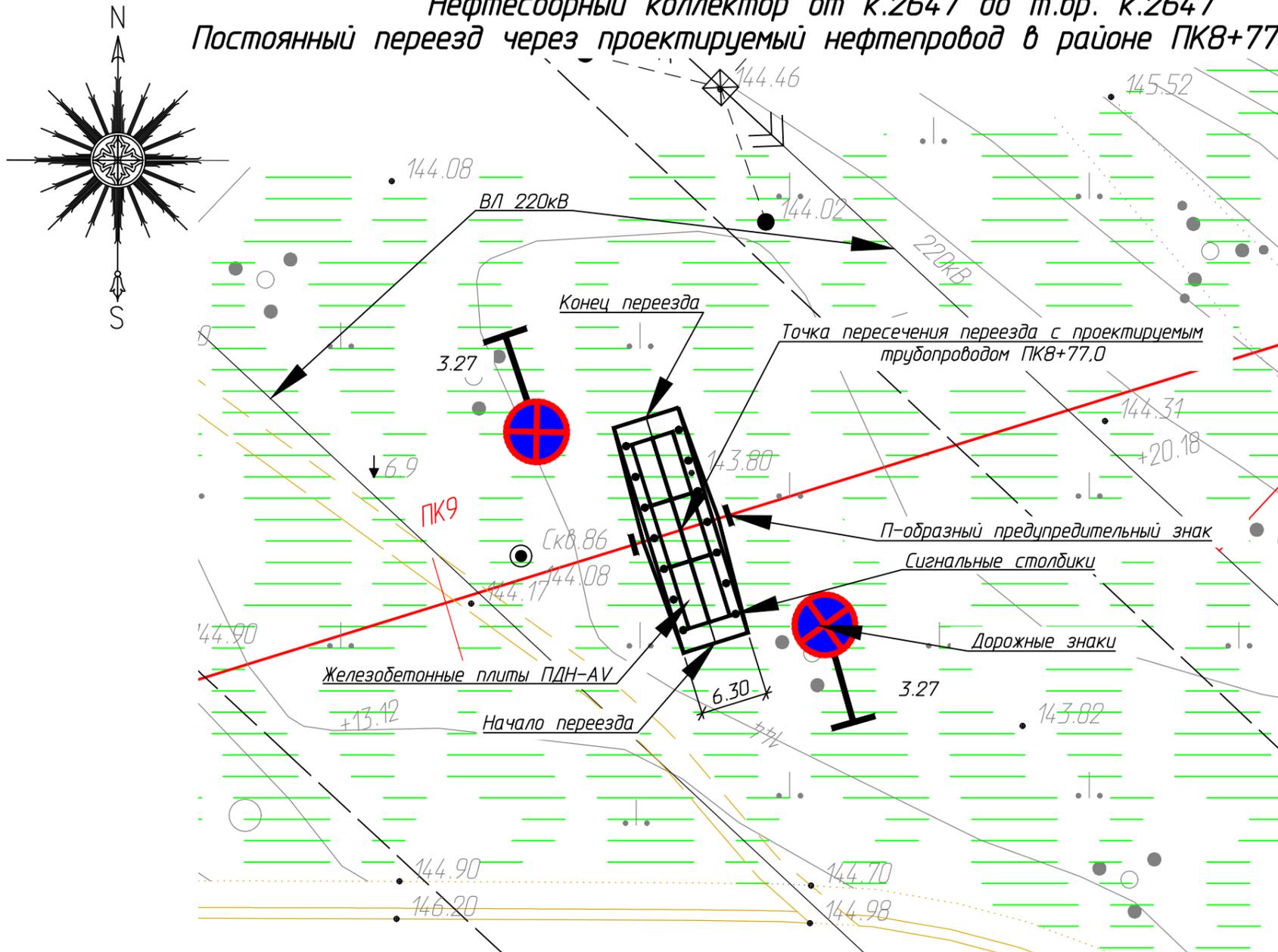
- Знаки устанавливаются с правой стороны по ходу движения среды перпендикулярно трубопроводу на расстоянии не более четырех метров от его оси.
- Опознавательные знаки установить не менее чем через 500 м друг от друга, на углах поворота трассы, на переходе через автодороги с двух сторон, при пересечении водных преград с двух сторон, при пересечении коммуникаций.
- Окраску надземной части знаков покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м² (площадь окраски 1,9 м²). Изображение наносить методом шелкографии, аппликации светоотражающей пленкой или плоскочечатного УФ-принтера. Поясняющие надписи выполнить в соответствии с типовым альбомом цветовых решений объектов ООО "ЛУКОЙЛ-Коми".
- Сверху на трубу (поз. 1 спецификации) приварить заглушку (поз. 3 спецификации). Данную конструкцию покрыть цинкнаполненной полиуретановой грунтовкой в 1 слой (80 мкм) с расходом 0,79 кг/м², полиуретановой эмалью в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,29 кг/м² и защитно-декоративной акрилуретановой эмалью с защитой к УФ-излучению в 1 слой (60 мкм) с расходом 0,28 кг/м², (площадь окраски одной конструкции - 0,01 м²).

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

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г19					
"Строительство линейных коммуникаций Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Рыжова			10.23
Проверил		Новоселова			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Опознавательный знак. Общий вид	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Нефтеборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647
 Постоянный переезд через проектируемый нефтепровод в районе ПКВ+77.0. М 1:500

Продольный профиль



М 1:1000 - по горизонтали
 М 1:100 - по вертикали

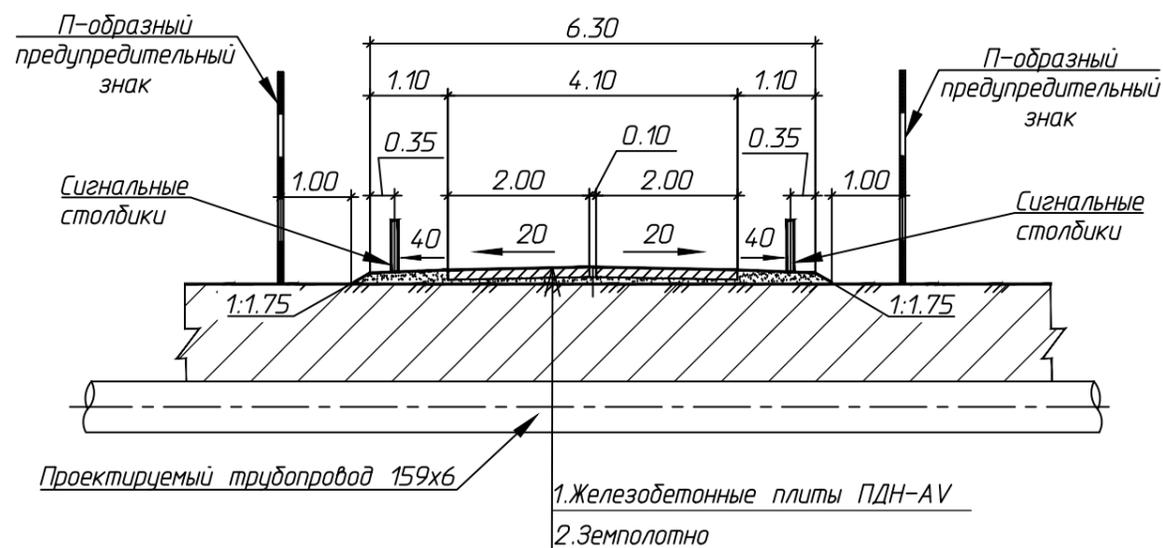
Проектные данные	Продольный профиль				
	Уклон, о/оо; вертикальная кривая, м	8.0	6.0	8.0	4.0
Фактические данные	Отметка оси проезжей части, м	143.93	144.17	144.25	144.05
	Отметка рельефа, м	143.93	143.91	143.88	143.84
Фактические данные	Расстояние, м	4.0	4.0	6.0	4.0
					4.0

Условные обозначения

- Проектируемый нефтепровод
- граница ППТ

Согласно п.10.3.4 СП 36.13330.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

Разрез 1-1



Примечания

1. Система координат - СК-63
2. Система высот Балтийская - 1977 г.
3. Сплошные горизонталы проведены через 0.5 м

					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г20			
					"Обустройство Вазейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Нагаева			10.23			
Проверил		Царева			10.23			
					Нефтеборный коллектор от к.2647 до т.вр. к.2647 Постоянный переезд через проектируемый нефтепровод в районе ПКВ+77.0. М 1:500			
Н. контр.		Салдаева			10.23	ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Согласовано

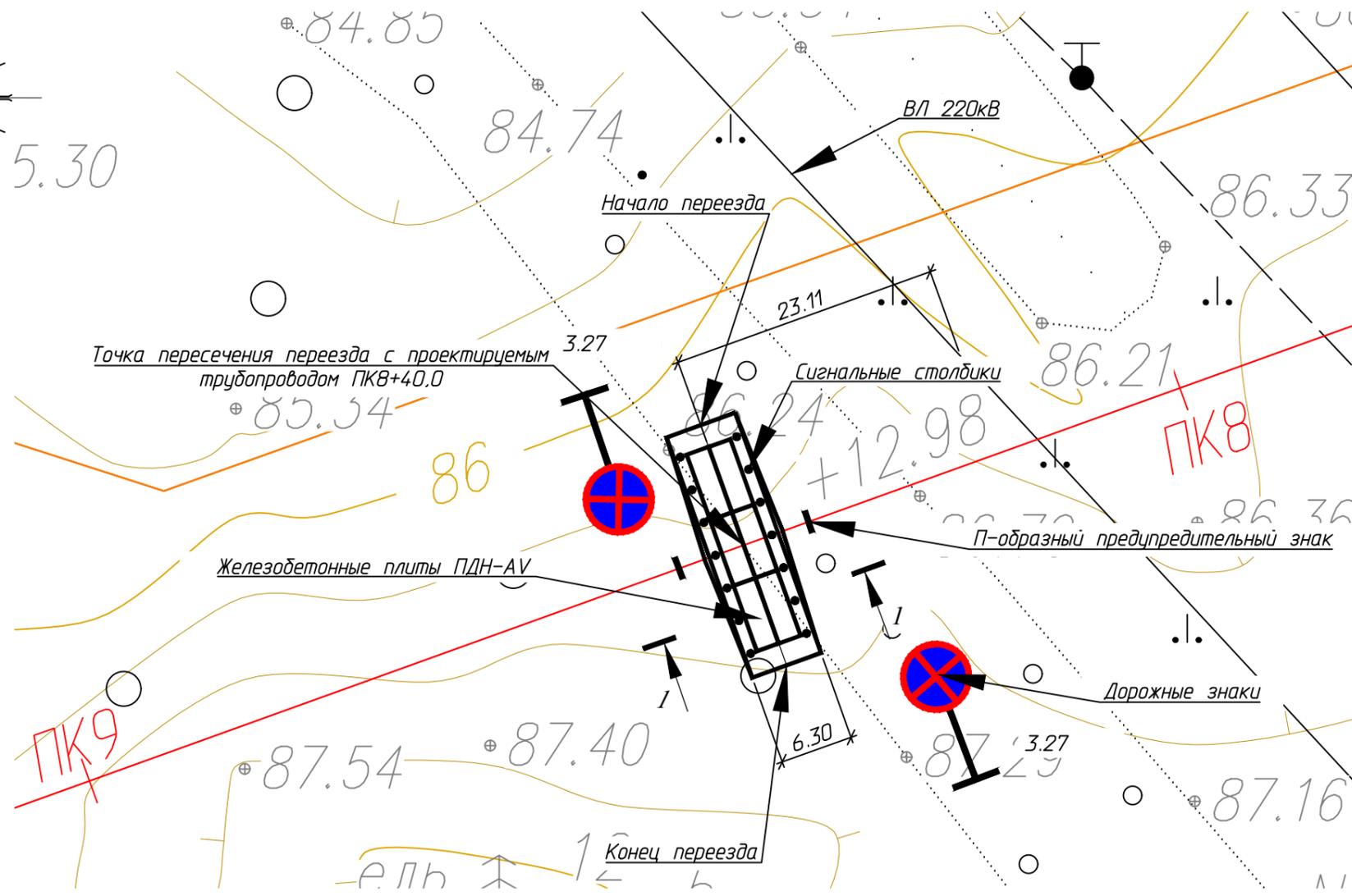
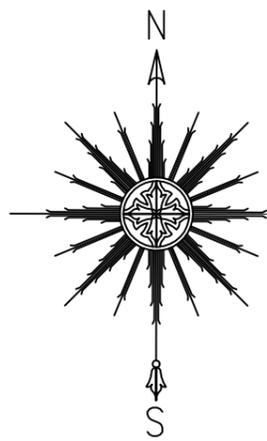
Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Нефтеборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642.
 Постоянный переезд через проектируемый нефтепровод в районе ПКВ+40.0. М 1:500

Продольный профиль



М 1:1000 - по горизонтали
 М 1:100 - по вертикали

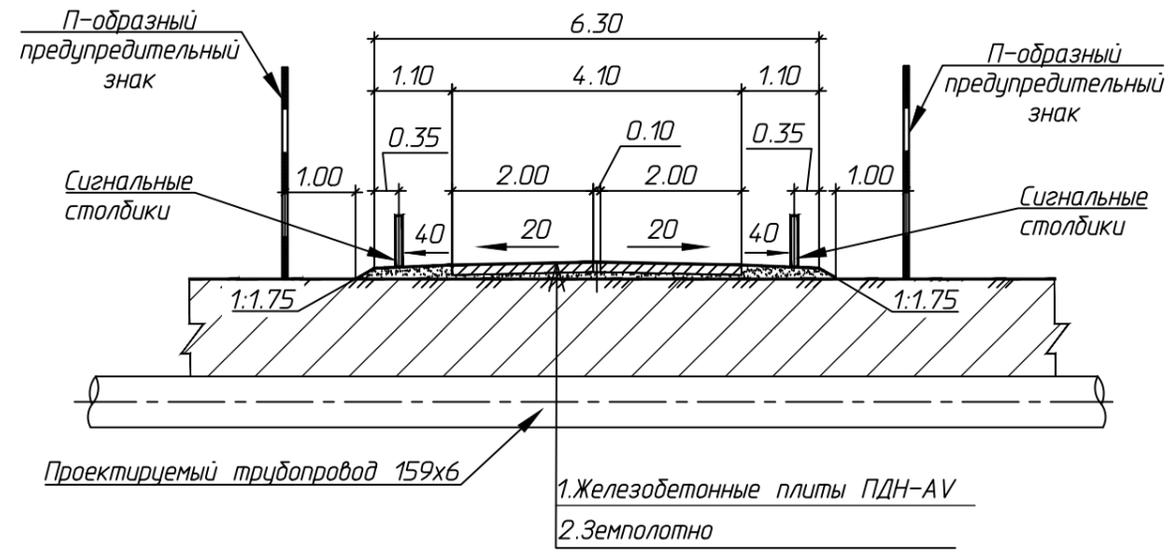
Проектные данные	Уклон, о/оо; вертикальная кривая, м			
	Уклон, о/оо; вертикальная кривая, м	8.0	6.0	8.0
Фактические данные	Отметка оси проезжей части, м			
	Отметка оси проезжей части, м	86.26	86.51	86.75
Фактические данные	Отметка рельефа, м			
	Отметка рельефа, м	86.26	86.36	86.48
Фактические данные	Расстояние, м			
	Расстояние, м	4.0	4.0	6.0

Условные обозначения

- Проектируемый нефтепровод
- граница ППТ

Согласно п.10.3.4 СП 36.13330.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

Разрез 1-1



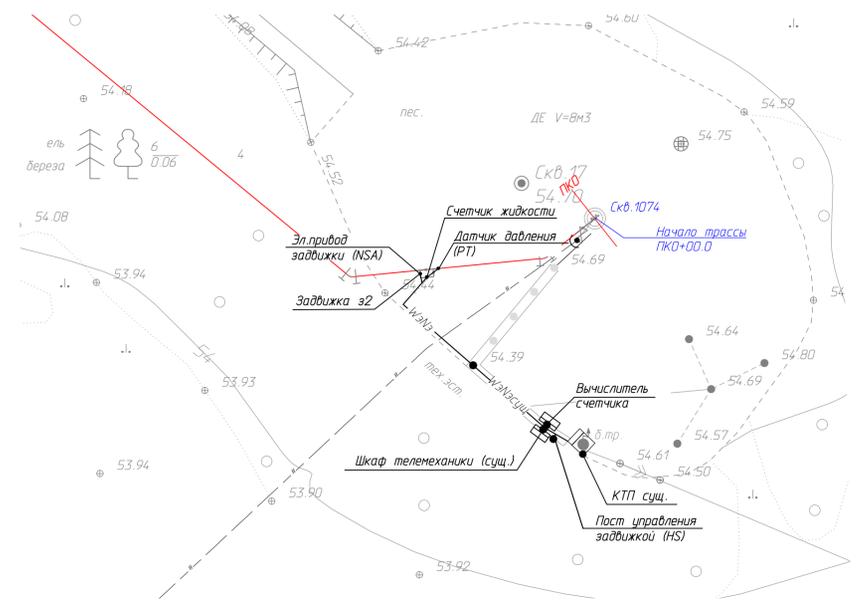
- Примечания
1. Система координат - СК-63
 2. Система высот Балтийская - 1977 г.
 3. Сплошные горизонталы проведены через 0.5 м

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г21					
"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Нагаева			10.23
Проверил		Царева			10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Листов	
Нефтеборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642 Постоянный переезд через проектируемый нефтепровод в районе ПКВ+77.0. М 1:500					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

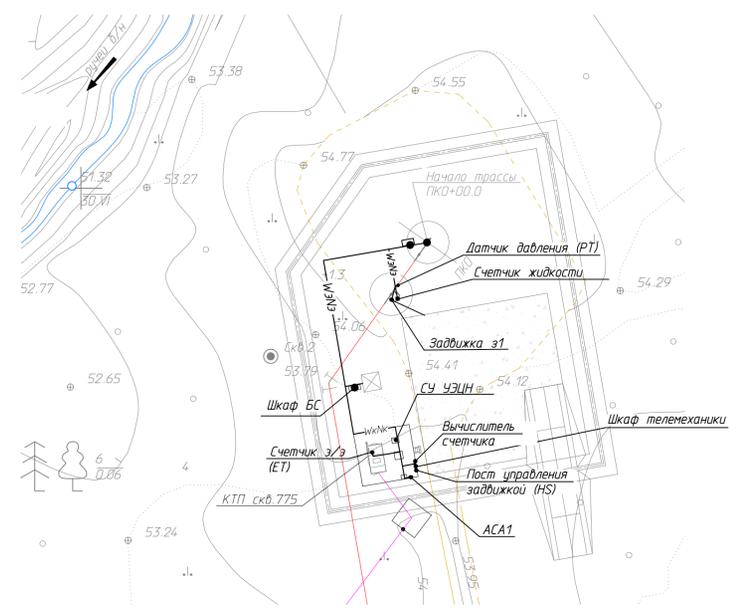
Согласовано

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

Скважина №1074. План
М 1:500



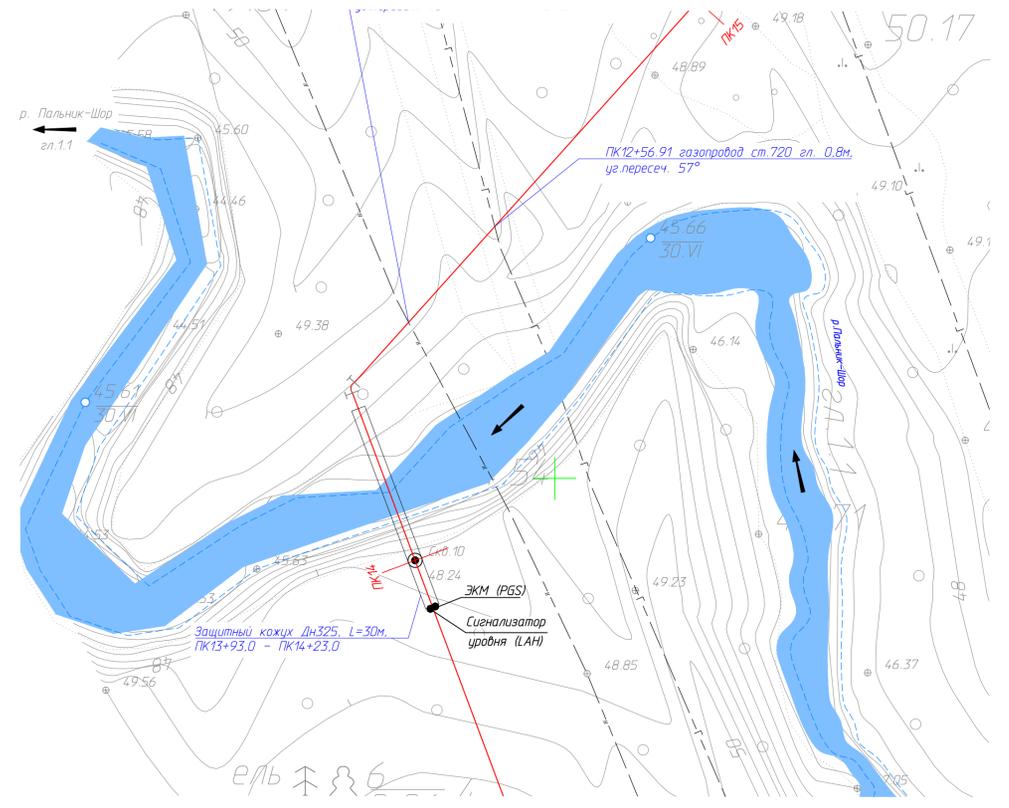
Скважина №775. План
М 1:500



Обозначения условные графические

Обозначение	Наименование
— WЭНэ —	Кабели КИП, прокладываемые совместно с силовыми кабелями по проектируемой эстакаде
— Wкк —	Кабели КИП, прокладываемые совместно с силовыми кабелями в коробе по металлоконструкциям

Переход через р. Пальник Шар. План
М 1:500

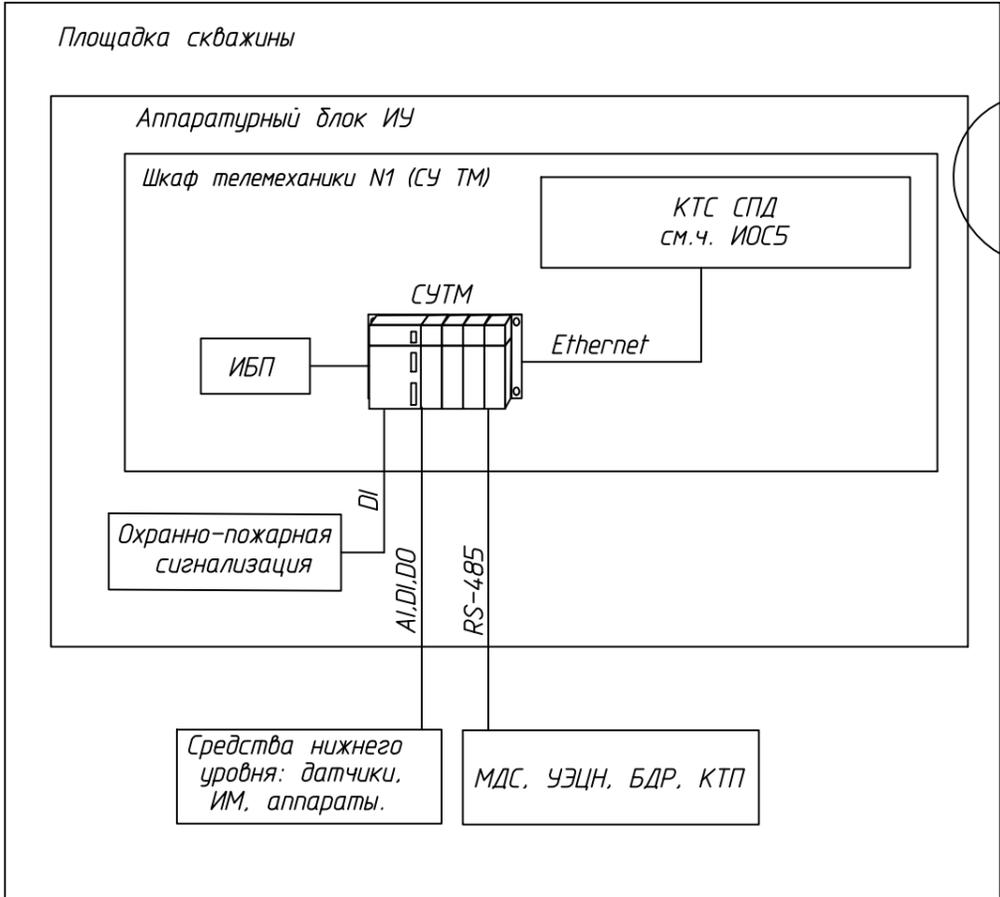
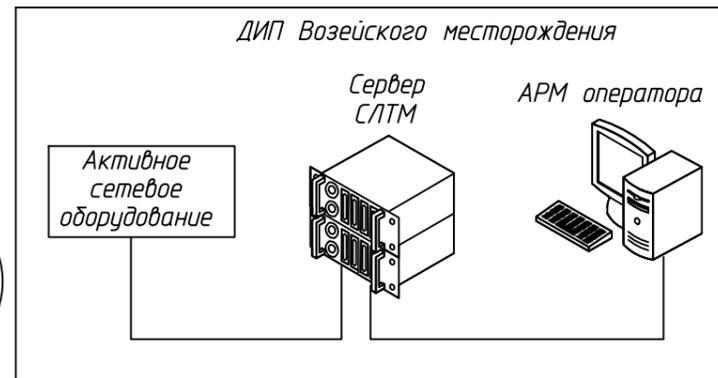


Имя, № подл. / Подп. и дата / Взам. шиф. № / Ссылка на документ

					10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г22			
					Обустройство Вазейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.	Шнер			09.23			
	Проверил	Кананов			09.23			
	Нач. отд.	Панков			09.23			
	Н. контр.	Салдаева			09.23			
План расположения приборов и средств автоматизации.						ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		
						Формат А1		

Автоматизированные системы управления
ТТП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз"
в г. Усинск

Ethernet



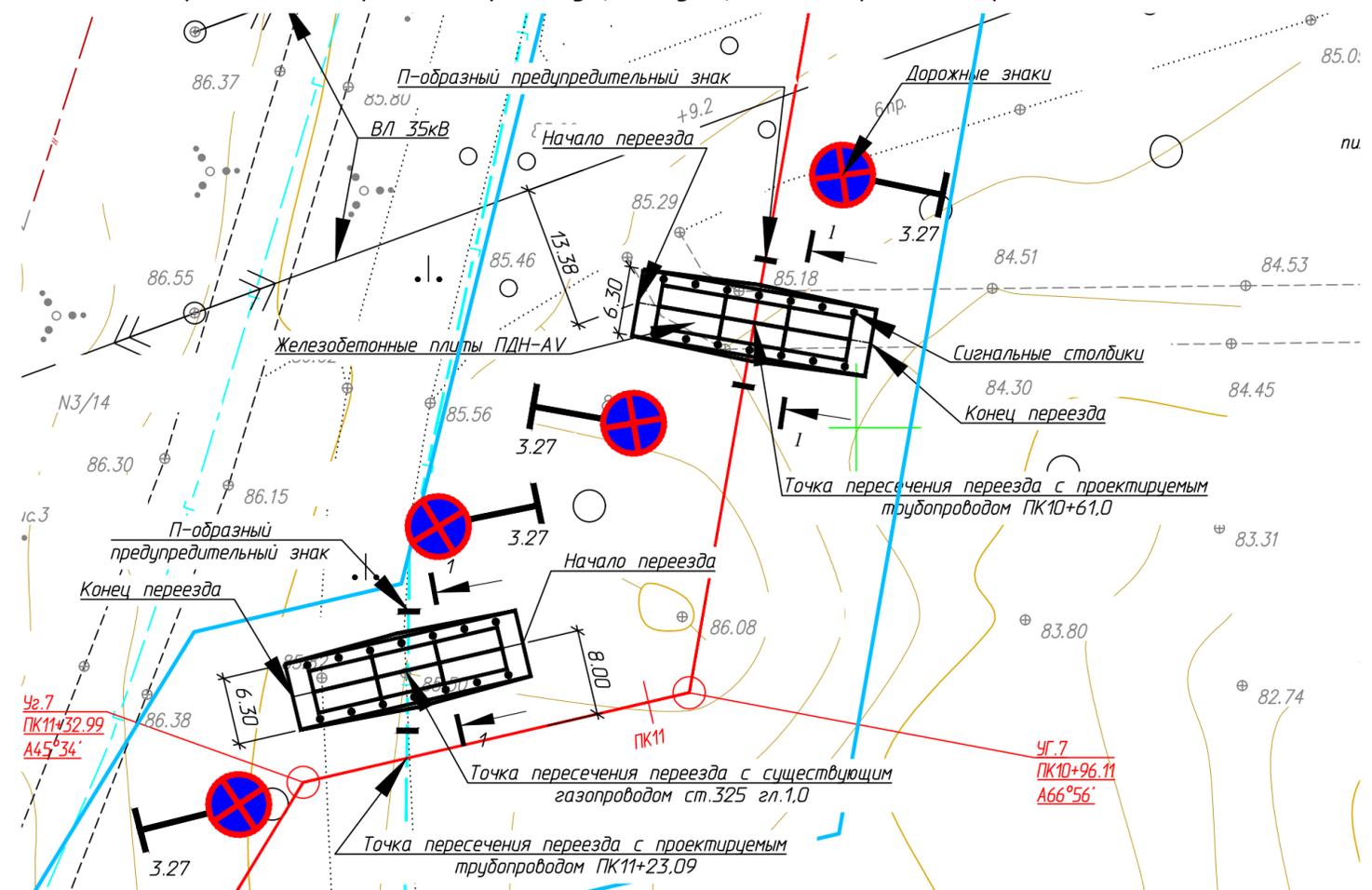
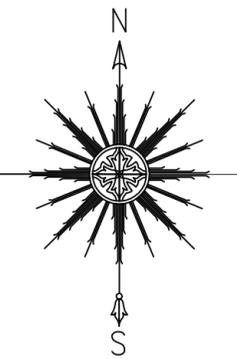
Условные обозначения:

- оборудование проектируемое
- оборудование, учтенное в смежных томах
- источник бесперебойного питания

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

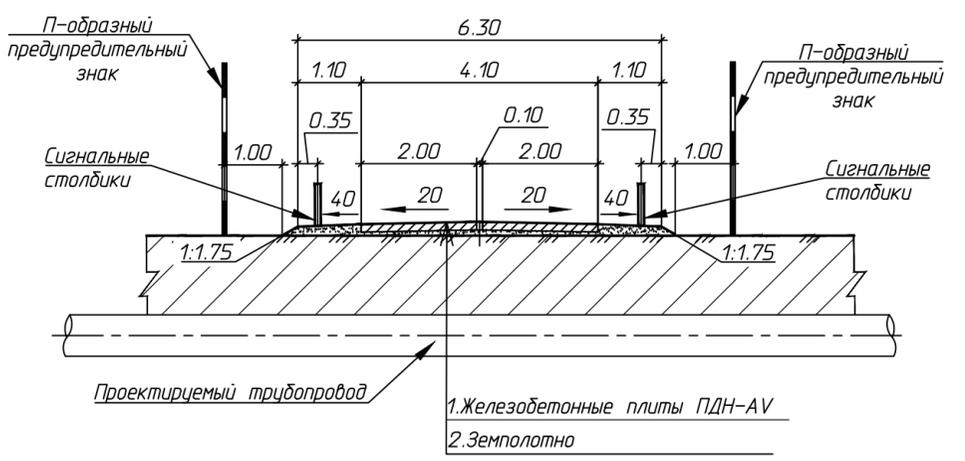
10-16-НИПИ/2022-1-ТР2.Г23									
Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства									
Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Шнер			09.23				
Проверил		Конанов			09.23		п		1
Нач.отд.		Попков			09.23				
Н. контр		Салдаева			09.23	Схема структурная КТС АСУТП			
							ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Нефтеборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642.
 Постоянный переезд через проектируемый нефтепровод в районе ПК10+61.0.
 Временный переезд через существующий газопровод в районе ПК11+23.09. М 1:500



Согласно п.10.3.4 СП 36.13330.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

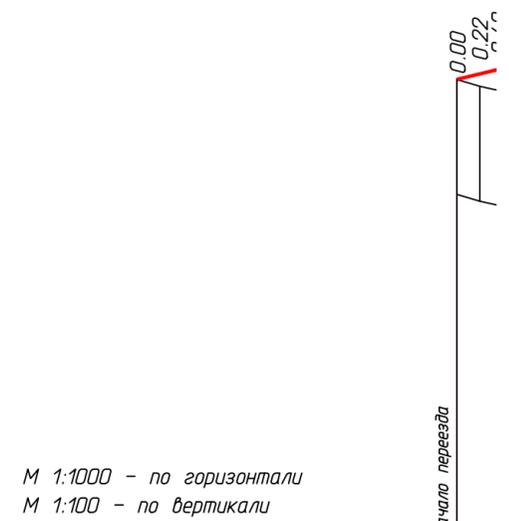
Разрез 1-1



- Условные обозначения
- Проектируемый нефтепровод
 - - - Существующий газопровод
 - Граница ППТ

- Примечания
1. Система координат - СК-63
 2. Система высот Балтийская - 1977 г.
 3. Сплошные горизонталы проведены через 0.5 м

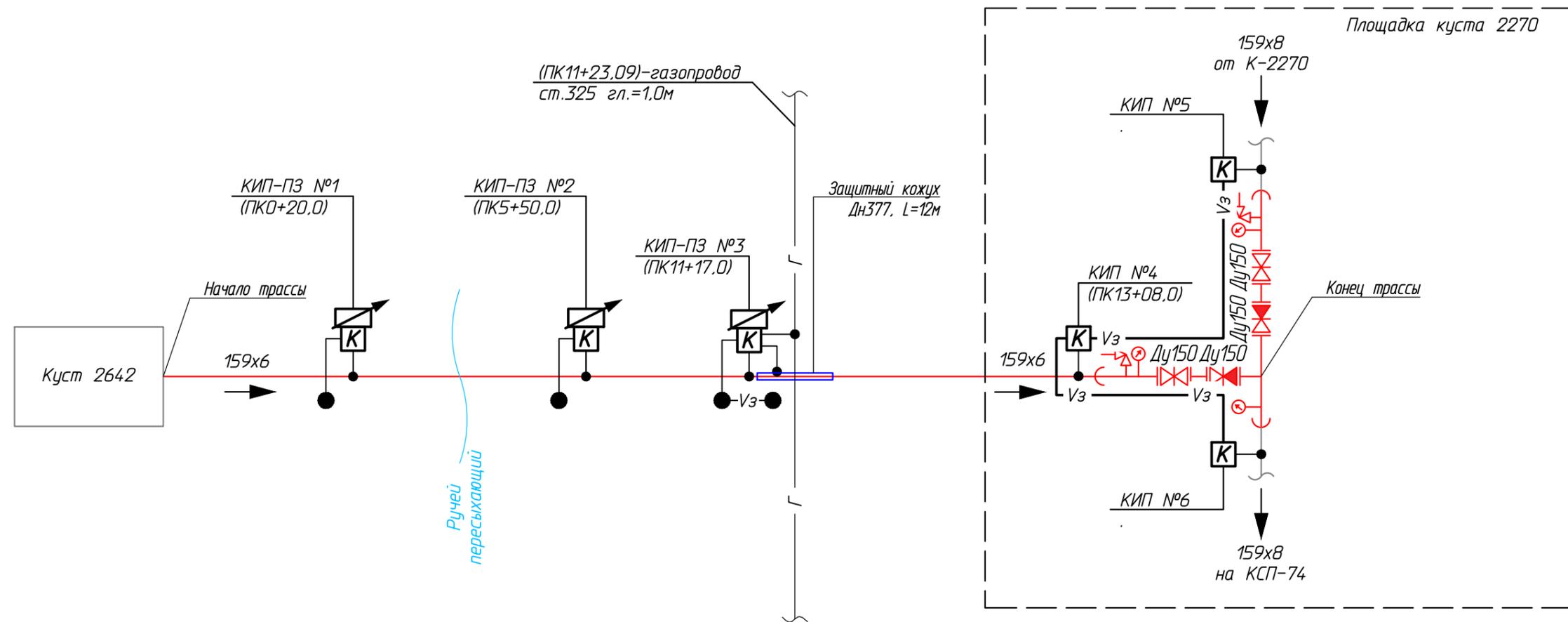
Постоянный переезд П.



Проектные данные	Уклон, о/оо; вертикальная кривая, м	24.8	8.6
Отметка оси проезжей части, м	85.32	85.42	
Фактические данные	Отметка рельефа, м	85.32	85.20
Расстояние, м	4.00	4.00	

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

Схема расположения средств ЭХЗ



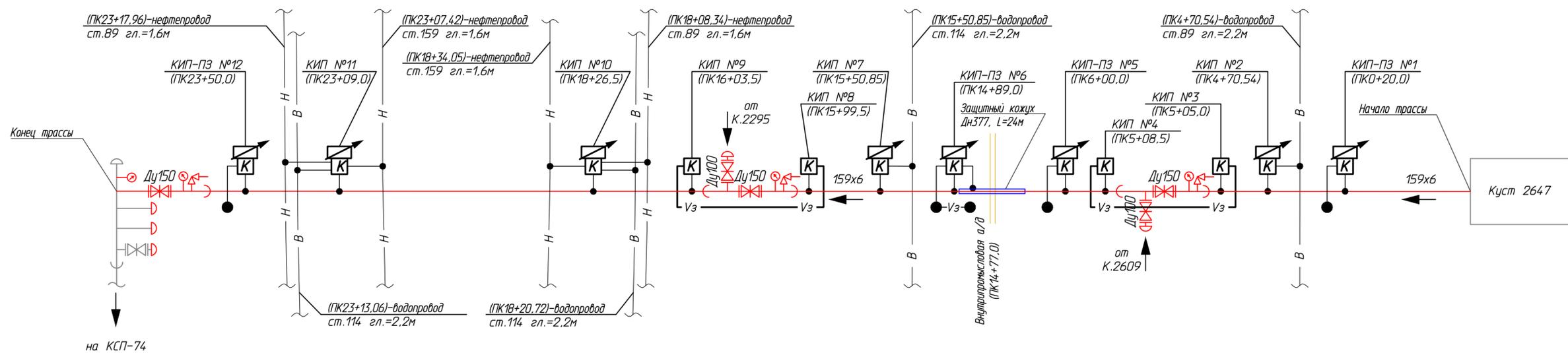
1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-2013 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
3. МСЭ установить в грунт на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции доковой поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней образующей трубопровода (кожуха). Плоскость датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
4. Подключение ИКП выполнить в соответствии с инструкцией изготовителя.

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
- Vз — Vз —	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
К	Контрольно-измерительный пункт
□	Блок совместной защиты
●	Протекторная установка

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г25							
"Обустройство Вазейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.	Савватеев				09.23		
Проверил	Попков				09.23		
Нач. отд	Попков				09.23		
Н. контр.	Салдаева				09.23		
Нефтедоборный коллектор от к.2642 до т.вр. к.2642. Схема расположения средств ЭХЗ					Стадия	Лист	Листов
					П		1
					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		

Схема расположения средств ЭХЗ



1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21.408-2013 РМ4-2-96; по ГОСТ 21.208-2013.
2. Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
3. МСЭ установить в грунт на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции доковой поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней образующей трубопровода (кожуха). Плоскость датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
4. Подключение ИКП выполнить в соответствии с инструкцией изготовителя.

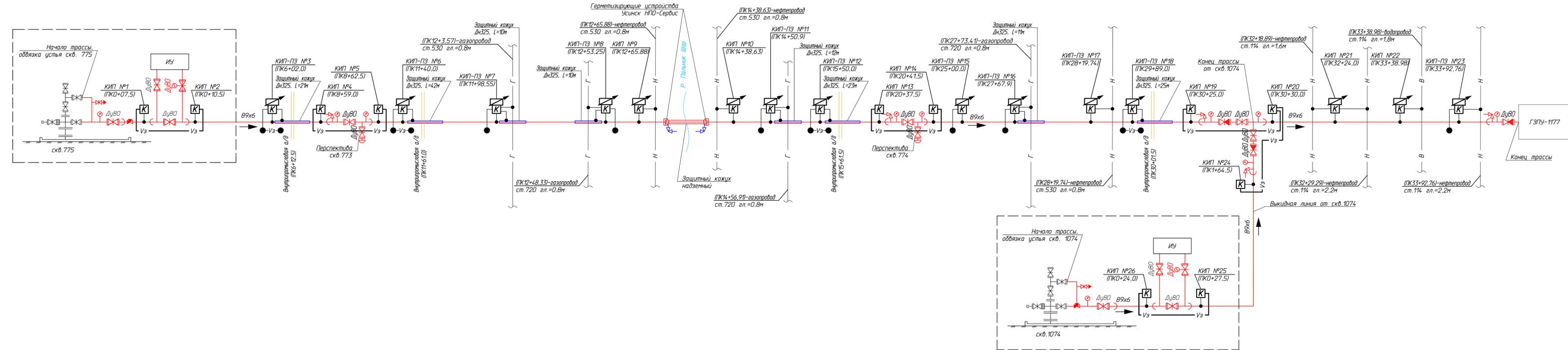
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
- Vз — Vз —	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
[К]	Контрольно-измерительный пункт
[Блок]	Блок совместной защиты
●	Протекторная установка

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г26									
"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Савватеев				09.23				
Проверил	Попков				09.23				
Нач. отд	Попков				09.23			П	
Н. контр.	Салдаева				09.23		Нефтедоборный коллектор от к.2647 до т.бр. к.2647. Схема расположения средств ЭХЗ		
							ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"		
Формат А2									

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

Схема расположения средств ЭХЗ



1. Условные обозначения средств автоматизации выполнены по пособию к ГОСТ 21408-2013 РМ4-2-96; по ГОСТ 21208-2013.
2. Контрольно-измерительные пункты установить над осью газопровода в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.
3. МСЭ установить в грунт на расстоянии от 50 до 100 мм от вертикальной проекции боковой поверхности трубопровода (кожуха) на уровне нижней образующей трубопровода (кожуха). Плоскости датчика потенциала должна быть перпендикулярна оси трубопровода (кожуха).
4. Подключение ИКП выполнить в соответствии с инструкцией изготовителя.

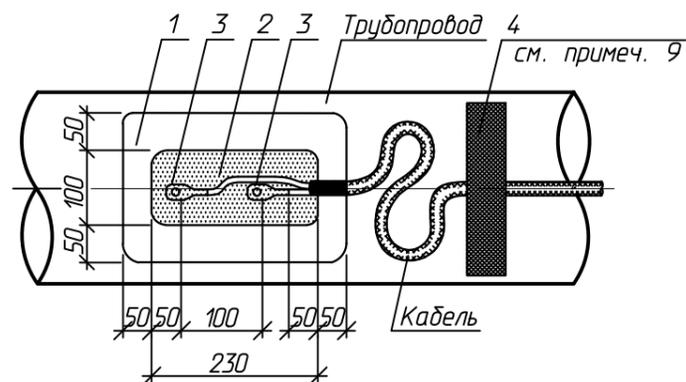
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
-Vз — Vз —	Кабели электрохимической защиты проложенные в траншее
К	Контрольно-измерительный пункт
⊠	Блок совместной защиты
●	Протекторная установка

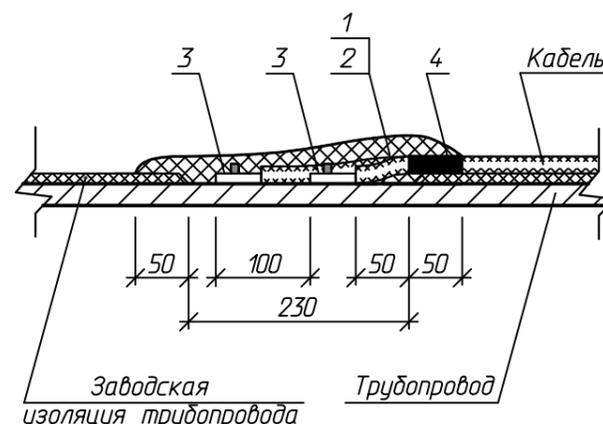
10-16-2НИПИ/2022-1-TR2.Г27				
"Обустройство Вазейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"				
Изм.	Копуч.	Лист № док.	Подп.	Дата
		Савдеев		09.23
		Полжод		09.23
		Полжод		09.23
Н. контр.	Салдаева			09.23
Выкидная линия скв. 775 до т.др. Схема расположения средств ЭХЗ			Страница	Лист
			П	1
ООО "НИПИ нефти и газа УГТ"			Формат А3х4	

Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу

Присоединение кабеля электрохимзащиты к трубопроводу с полиэтиленовым изоляционным покрытием



Изоляция узла присоединения кабеля



Изоляция узла термоусаживающейся армированной лентой Терма-Р

1. С поверхности трубы удалить полиэтиленовое покрытие трубы на участке 230x100 мм и зачистить до металлического блеска (до степени не ниже 3 по ГОСТ 9.402-2004) с последующей протиркой уайт-спиритом.
2. С концов жил кабеля снять изоляцию на длину обжима кабельного наконечника. Кабель подводится к участку подсоединения с большой петлей и крепится на трубе лентой Терма-Р. Присоединение кабеля непосредственно к трубе выполнить конденсаторной сваркой с использованием клеммы ЭХЗ-КТС и установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС.
3. Изоляцию места разделки кабеля при приварке его к трубопроводу выполнить с помощью термоусаживаемой трубки ТУТнг в соответствии с технологией поставщика.
4. Сварку выполнять согласно инструкции по эксплуатации установки контактной точечной сварки ЭХЗ-КТС.
5. Место сварки запрещается располагать в зонах поврежденных коррозией, на сварных швах, а так же ближе 100 мм от них. Вырезать из ленты Терма-Р заплату с размерами, обеспечивающими перекрытие изолируемого участка, не менее, чем на 50 мм по периметру. Углы заплаты скруглить.
6. Нагреть газовой горелкой место изолирования приварок до температуры 85-95°C и нанести ремонтный наполнитель Терма-РЗ на стальную поверхность трубы, предварительно подложив под кабель и на него полоски наполнителя. Нагреть наполнитель и равномерно выровнять шпателем.
7. Установить ленту Терма-Р на изолируемую поверхность, подогрев слой клея газовой горелкой. Прикатать ленту Терма-Р термостойким роликом. Нагреть защитный полиэтиленовый слой Терма-Р газовой горелкой до выделения армирующей сетки (не допуская перегрева) и прикатать термостойким роликом до удаления пузырьков воздуха, при этом необходимо добиться выдавливания клея из-под ленты по всему периметру. Общая толщина покрытия над местами должна соответствовать существующему покрытию.
8. После окончания работ места приварки проверить искровым дефектоскопом напряжением не менее 5 кВ/мм защитного покрытия трубы.
9. Монтажную ленту для фиксации кабеля к трубе изготовить из отрезка ленты термоусаживающейся ТЕРМА-Р с размерами 50x200 мм.

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1		Лента "ТЕРМА-Р" 225x1,4	0,66	0,34	м
2		Лента "ТЕРМА-РЗ" 100x2,0	0,23	0,2	м
3		Клемма ЭХЗ-КТС (4-10)	2	0,1	шт
4		Трубка термоусаживаемая ТУТнг			
		20/10	0,1	0,0314	м
5	ГОСТ 3134-78	Уайт-спирит	0,025		л
6	БНИ-IV-3, ГОСТ 9812-74	Битум нефтяной изоляционный	0,001		т

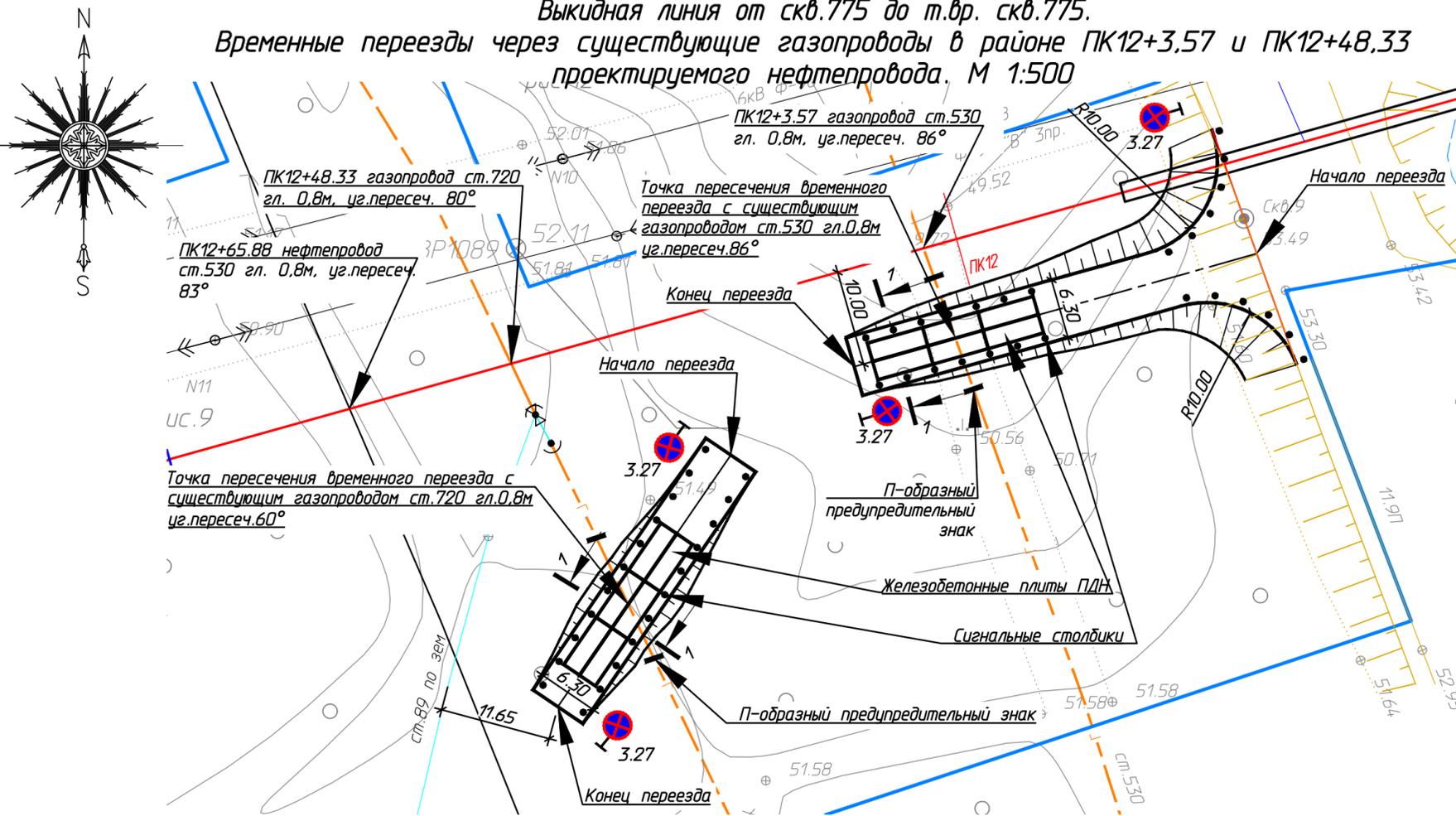
Соеласовано

Взам. инв. №

Инв. № подл. Подп. и дата

10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г2В					
"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Савватеев			09.23
Проверил		Попков			09.23
Нач. отд.		Попков			09.23
Н. контр.		Салдаева			09.23
				Узел присоединения выводов ЭХЗ к трубопроводу	
				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"	
			Стадия	Лист	Листов
			П		1

Выкидная линия от скв.775 до т.вр. скв.775.
Временные проезды через существующие газопроводы в районе ПК12+3,57 и ПК12+48,33 проектируемого нефтепровода. М 1:500



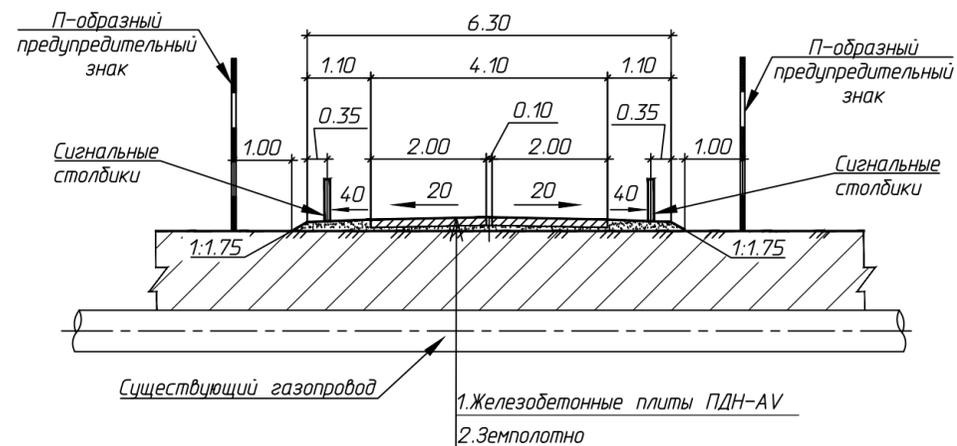
Временный переезд

М 1:1000 - по горизонтали
М 1:100 - по вертикали

Проектные данные	Уклон, о/оо; вертикальная кривая.
	Отметка оси проезжей части, м
Фактические данные	Отметка рельефа, м
	Расстояние, м

Согласно п.10.3.4 СП 36.13330.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

Разрез 1-1



Примечания

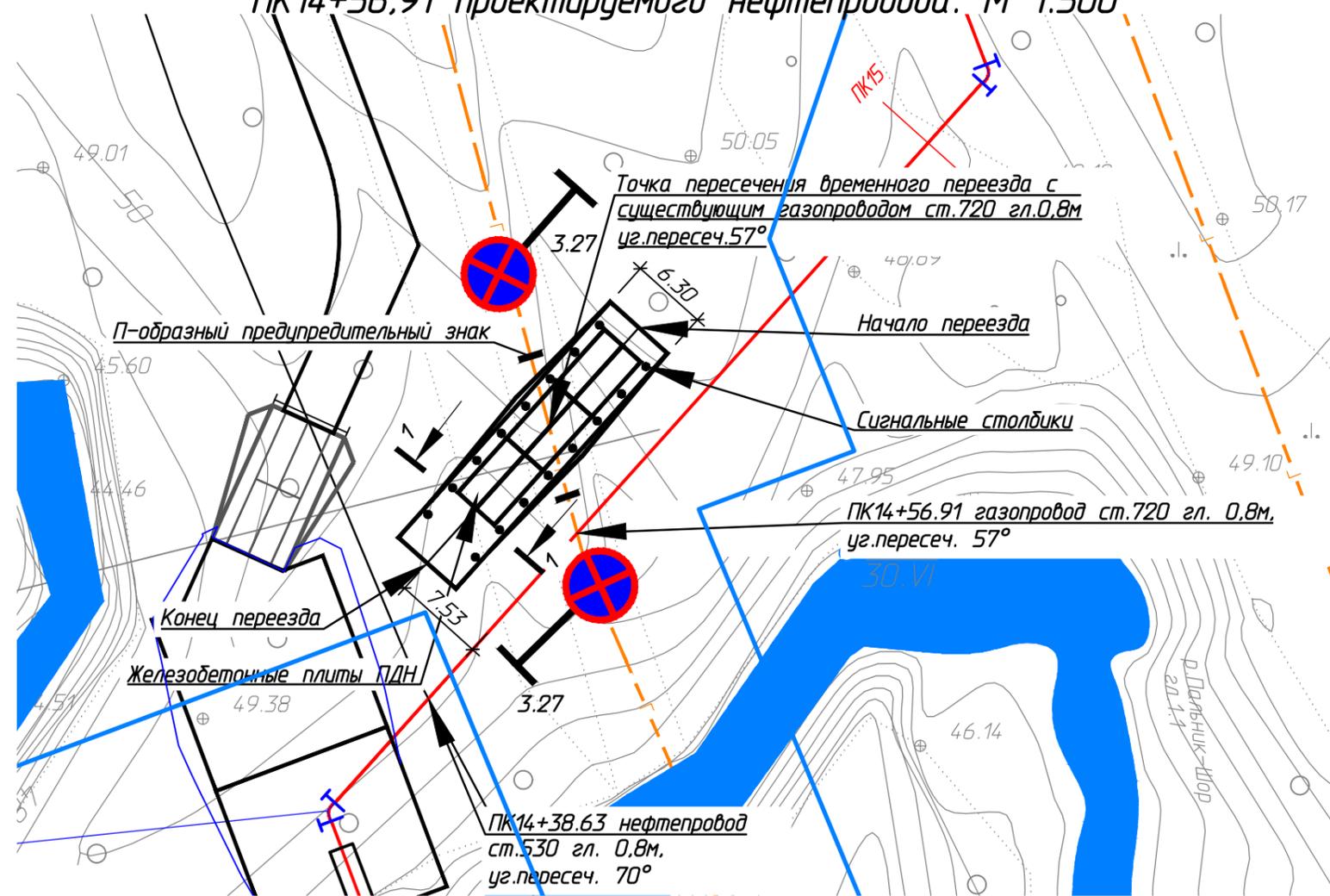
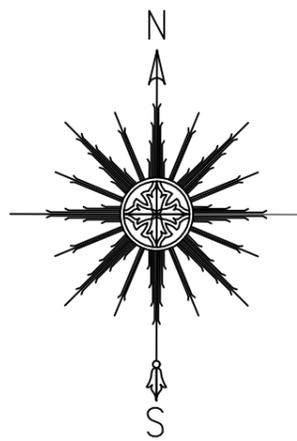
1. Система координат - СК-63
2. Система высот Балтийская - 1977 г.
3. Сплошные горизонталы проведены через 0.5 м

Условные обозначения

- Проектируемый нефтепро.
- Существующий газопрово
- Граница ППТ

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

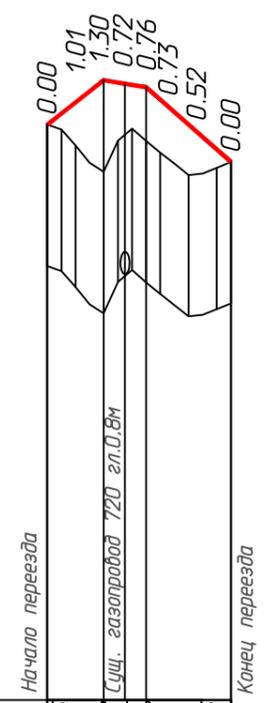
Выкидная линия от скв.775 до т.вр. скв.775.
 Временный переезд через существующий газопровод ст.720 гл.0,8м в районе
 ПК14+56,91 проектируемого нефтепровода. М 1:500



Согласно п.10.3.4 СП 36.13330.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

- Примечания
 1. Система координат - СК-63
 2. Система высот Балтийская - 1977 г.
 3. Сплошные горизонтали проведены через 0.5 м

Продольный профиль



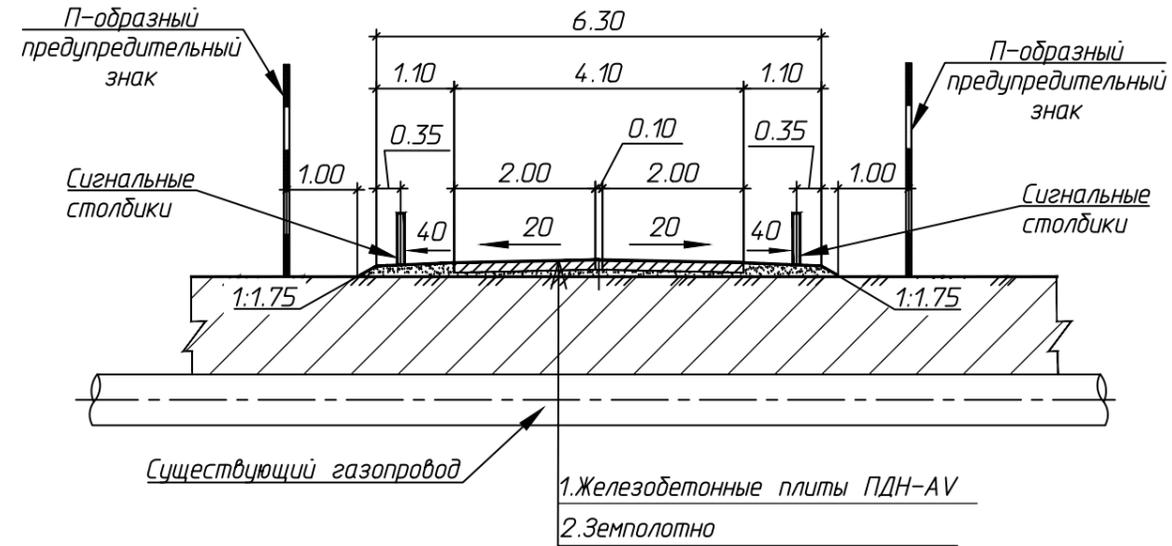
М 1:1000 - по горизонтали
 М 1:100 - по вертикали

Проектные данные	Уклон, о/оо; вертикальная кривая, м			
		8.0	6.0	12.0
Фактические данные	Отметка оси проезжей части, м			
	49.53	50.00	50.16	50.06
Фактические данные	Отметка рельефа, м			
	49.53	49.23	48.86	49.24
Фактические данные	Расстояние, м			
	4.00	4.00	4.00	4.00

Условные обозначения

- Проектируемый нефтепровод
- Существующий газопровод
- Граница ППТ

Разрез 1-1



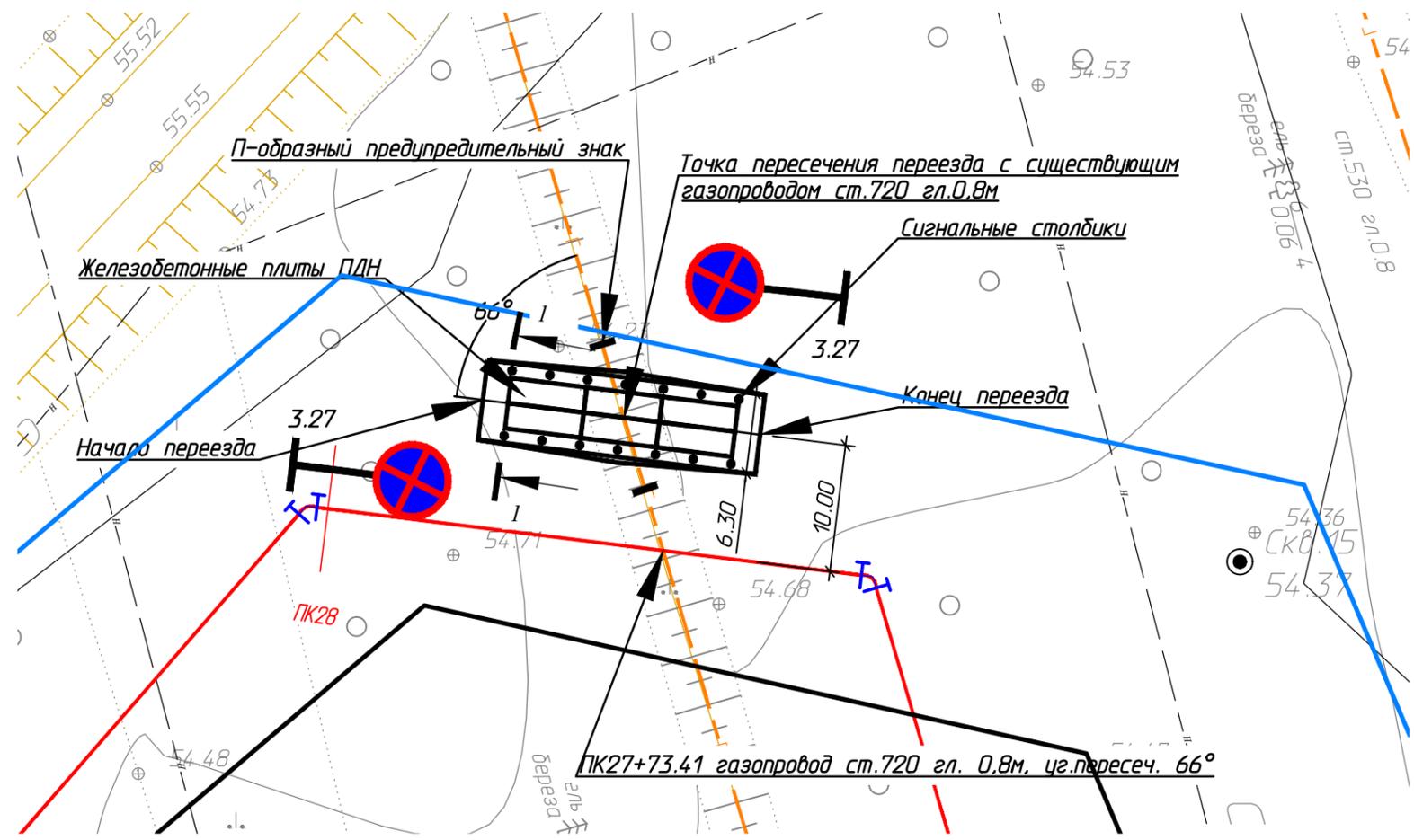
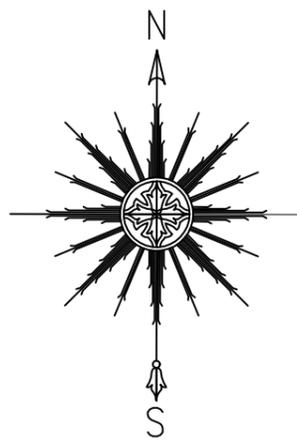
10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г30					
"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"					
Изм.	Кол.уч	Лист	Док.	Подпись	Дата
Разраб.		Нагаева			10.23
Разраб.		Царева			10.23
Проверил					10.23
Н. контр.		Салдаева			10.23
				Стадия	Лист
				П	1
				Листов	
Выкидная линия от скв.775 до т.вр. скв.775. Временный переезд через существующий газопровод ст.720 гл.0,8м в районе ПК14+56,91 проектируемого нефтепровода. М 1:500					ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

Согласовано

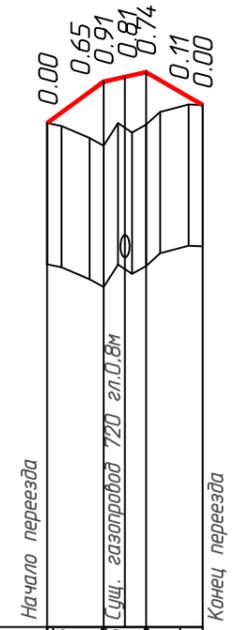
Инв. № подл. Подп. и дата
 Взам. инв. №

Выкидная линия от скв.775 до т.вр. скв.775.
 Временный переезд через существующий газопровод ст.720 гл.0,8м в районе ПК27+73.41
 проектируемого нефтепровода. М 1:500

Продольный профиль



М 1:1000 - по горизонтали
 М 1:100 - по вертикали



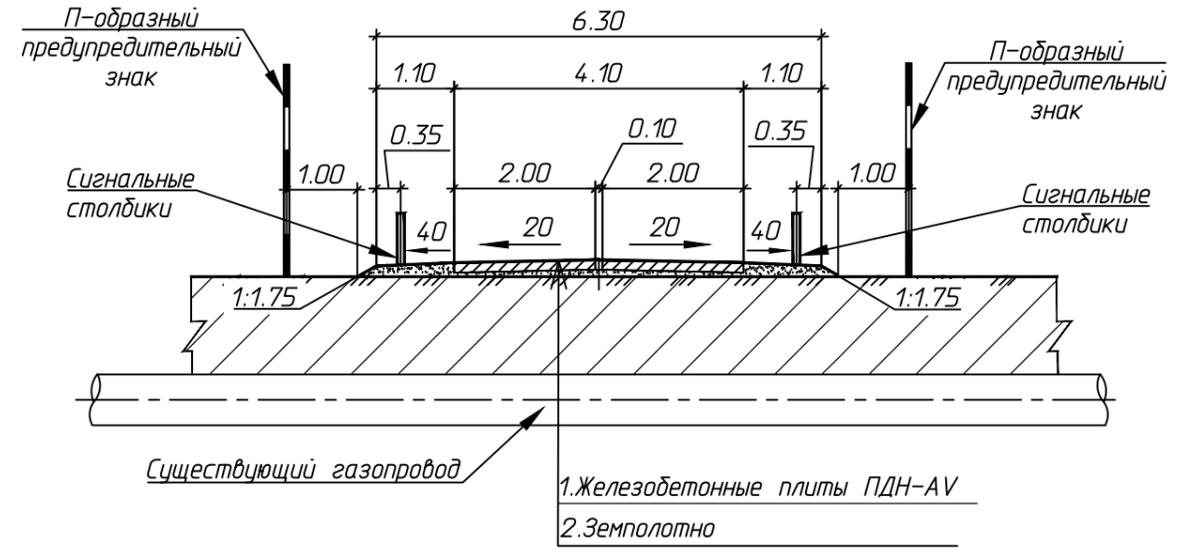
Проектные данные	Уклон, о/оо; вертикальная кривая, м			
		73,06	8,0	6,0
Фактические данные	Отметка оси проезжей части, м			
		54,45	54,59	55,03
Фактические данные	Отметка рельефа, м			
		54,45	54,40	54,23
Фактические данные	Расстояние, м			
		4,00		

Согласно п.10.3.4 СП 36.13330.2012 расстояние от верхней образующей трубопровода до верха покрытия переезда должно быть не менее 1.40 м.

- Примечания
 1. Система координат - СК-63
 2. Система высот Балтийская - 1977 г.
 3. Сплошные горизонталы проведены через 0.5 м

- Условные обозначения
- Проектируемый нефтепровод
 - - - Существующий газопровод
 - Граница ППТ

Разрез 1-1



10-16-2НИПИ/2022-1-ТР2.Г31				
"Обустройство Возейского нефтяного месторождения. 5 очередь строительства"				
Изм.	Кол.уч.	Лист	Док.	Подпись
Разраб.	Нагаева			10.23
Разраб.	Царева			10.23
Проверил				10.23
Н. контр.	Салдаева			10.23
			Стадия	Лист
			П	1
			Листов	
Выкидная линия от скв.775 до т.вр. скв.775. Временный переезд через существующий газопровод ст.720 гл.0,8м в районе ПК27+73.41 проектируемого нефтепровода. М 1:500				ООО "НИПИ нефти и газа УГТУ"

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