

**НЕФТЕГАЗПРОЕКТ**

научно-исследовательский проектный институт

Общество с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский проектный институт  
«Нефтегазпроект»

**Заказчик-ТПП «Белоярскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

**ТРУБОПРОВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА.  
РЕКОНСТРУКЦИЯ**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.  
Искусственные сооружения**

**10-2946/20С1775-ТКР**

**Том 3**

**2022**

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

**Заказчик - ТПП «Белоярскнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

**ТРУБОПРОВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА.  
РЕКОНСТРУКЦИЯ**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта.  
Искусственные сооружения**

**10-2946/20С1775-ТКР**

**Том 3**

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

**Технический директор -  
главный инженер**

24.10.2022

**В.Ю. Лихотин**

**Главный инженер проекта**

**Е.А. Шквыря**

Разрешение		Обозначение	10-2946/20С1775-ТКР		
2354-24		Наименование объекта строительства	ТРУБОПРОВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА. РЕКОНСТРУКЦИЯ		
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
3	Все	Том заменен полностью, в том числе: 10-2946/20С1775-ТКР.С Внесена информация о текущем изменении 10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2		5	Письмо вх. по проекту № 009254-24/ГГЭ-45954/еge от 12.02.2024 АУ «Управление государственной экспертизы проектной документации и ценообразования в строительстве»
	1	Внесена информация о текущем изменении			
	2-21	Добавлено расположение калиток на ограждении узлов запорной арматуры			

Согласовано:	15.03.24	
	Кирсанова	
	Н.контр.	

Изм. внес	Лысов		15.03.24	ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	Лист	Листов
Составил	Лысов		15.03.24			
ГИП	Шквыря		15.03.24			
Утв.	Шквыря		15.03.24			1

## Содержание тома

Обозначение	Наименование	Примечание
10-2946/20С1775-ТКР-С	Содержание тома	1 л. Изм.1,2 (Зам.)
10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Текстовая часть	107 л. Изм.1, 2 (Зам.)
	Графическая часть	
10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1	Линейные трубопроводы	6 л. Изм.1,2 (Зам.)
10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2	Линейные трубопроводы. Узлы запорной арматуры	21 л. Изм.2, 3 (Зам.)
10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ11	Заземление и молниезащита	4 л.
	Общее количество листов документов, включенных в том	118 л.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	10-2946/20С1775-ТКР-С						Стадия	Лист	Листов	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
			3		Зам	2254-24		15.03.24	Содержание тома	П	1	1
			Разраб.		Лысов		14.11.22					
			Пров.		Сидоров		14.11.22					
			Н. контр.		Кирсанова		14.11.22					
			ГИП		Шквыря		14.11.22	ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"				



10	Очистка полости и испытания трубопроводов.....	54
10.1	Очистка полости трубопроводов .....	54
10.2	Испытания трубопроводов .....	55
11	Программа комплексного опробования.....	59
11.1	Назначение комплексного опробования.....	59
11.2	Основные положения комплексного опробования.....	59
11.3	Безопасное проведение комплексного опробования .....	60
11.3.1	Безопасное проведение комплексного опробования нефтегазосборных трубопроводов .....	60
11.4	Порядок действия проведения комплексного опробования .....	62
11.4.1	Порядок действия проведения комплексного опробования для нефтегазосборных трубопроводов .....	62
12	Диагностика трубопроводов .....	63
13	Контроль качества и операционный контроль.....	66
14	Перечень мероприятий по энергосбережению.....	70
15	Количества и типы вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов .....	71
16	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта.....	75
17	Сведения о численности профессионально-квалификационном составе персонала, число и оснащенность рабочих мест.....	76
17.1	Организация, оснащение и обслуживание рабочих мест.....	77
17.2	Режим труда и отдыха .....	78
17.3	Санитарно-бытовое обеспечение работающих .....	79
17.4	Условия труда работников .....	80
17.4.1	Параметры микроклимата .....	80
17.4.2	Освещение.....	81
17.4.3	Виброакустический фактор.....	81
17.4.4	Электромагнитные излучения.....	82
17.4.5	Химические факторы .....	82
17.4.6	Психофизиологические факторы.....	83
17.4.7	Общая оценка условий труда работника .....	86
17.5	Обеспечение работников спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты .....	87
17.6	Медицинские осмотры.....	88
17.7	Подготовка и аттестация работников.....	89

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						2
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

17.8 Государственные гарантии работникам за работу во вредных условиях труда .....	89
18 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта .....	91
19 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность .....	92
20 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях .....	99
21 Транспортная безопасность.....	100
22 Сокращения.....	103
23 Ссылочные нормативные документы .....	104

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>				
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	







### 1.3 Гидрологические условия

Исследуемая территория относится к Средне-Обскому бассейну стока, являющемуся составной частью Западно-Сибирского мегабассейна, разрез платформенного чехла которого подразделяется на два гидрогеологических этажа с четко выраженной гидродинамической и гидрохимической зональностью. Гидрогеологические этажи различаются по условиям залегания, формирования и характеру режима подземных вод, их химическому и газовому составу. В вертикальном разрезе этажи разделены региональным водоупором мощностью около 500-600 м, приуроченным к глинисто-кремнистым отложениям от верхнего мела до верхнеэоцено-нижеолигоценового времени.

Для оценки гидрогеологических условий строительства большое значение имеют особенности подземных вод приповерхностной части разреза, в частности первых от поверхности водоносных горизонтов, находящихся в зоне взаимодействия с проектируемыми сооружениями.

Гидрогеологические условия исследуемой территории на период изысканий (февраль 2022 г.) характеризуются наличием грунтовых и болотных вод сливающегося типа и рассматриваются как единый водоносный горизонт. Данный водоносный горизонт поровый, безнапорный.

Уровень появления подземных вод зафиксирован на глубинах от 0,1 до 14,0 м на абсолютных отметках 86,76-134,02 м. Уровень установления подземных вод зафиксирован на глубинах от 0,1 до 13,8 м на абсолютных отметках 86,96-134,03 м. Воды приурочены к среднечетвертичным озерно-аллювиальным и современным болотным отложениям. Водовмещающими породами преимущественно являются торфы и пески.

Коэффициент фильтрации для песков определен по лабораторным данным:

- ИГЭ-445 Кф=3,69 м/сут – сильноводопроницаемые;
- ИГЭ-447 Кф=3,82 м/сут – сильноводопроницаемые;
- ИГЭ-446 Кф=4,14 м/сут – сильноводопроницаемые;
- ИГЭ-70 Кф=3,72 м/сут – сильноводопроницаемые.

Значения коэффициентов фильтрации (Солодухин М.А., Архангельский И.В. «Справочник техника-геолога по инженерно-геологическим и гидрогеологическим работам», М., Недра, 1982):

- супеси 0,10-0,70 м/сут – от слабоводопроницаемых до водопроницаемых;
- торфы 0,15-1,0 м/сут – от слабоводопроницаемых до водопроницаемых.

Характеристика грунтов по водопроницаемости в зависимости от коэффициента фильтрации приведена в соответствии с ГОСТ 25100-2020 табл. В.4.

Питание подземных вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, талых вод, разгрузка происходит в ближайшие водотоки и нижележащие водоносные горизонты.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							6

Режим подземных вод может меняться в зависимости от времени года и количества выпавших атмосферных осадков. Поэтому в период таяния снега и сезонно-мерзлого слоя, а также в период летних ливневых дождей, уровень подземных вод может повышаться на 0,5-1,0 м.

Подземные воды по лабораторным данным имеют сульфатный натриевый и сульфатный кальциево-натриевый состав (по классификации Щукарева), который приведен в приложении Ж.

По отношению к бетону марки W4 нормальной водонепроницаемости (табл. В.3 СП 28.13330.2017) воды являются по содержанию агрессивной углекислоты – слабоагрессивными, по водородному показателю – слабоагрессивными. Степень агрессивного воздействия жидких сред на бетон марки W6 согласно табл. В.3 СП 28.13330.2017 – неагрессивная. Степень агрессивного воздействия жидких неорганических сред на металлические конструкции – среднеагрессивная (табл. X.3 СП 28.13330.2017). Степень агрессивного воздействия сред на металлические конструкции – слабоагрессивная ниже уровня грунтовых вод (табл. X.5 СП 28.13330.2017). Агрессивность подземных вод к свинцовой оболочке кабеля – высокая, к алюминиевой – средняя, согласно РД 34.20.508 табл. П11.2, П11.4.

#### 1.4 Специфические грунты

К грунтам, обладающим специфическими свойствами, в соответствии с СП 11-105-97, часть III, на участке изысканий относятся органические грунты – торфы и техногенные грунты.

Органические грунты представлены болотными отложениями – торфами. Образование торфяных массивов происходило в условиях богатого атмосферного и грунтового водного питания в сочетании с холодным климатом. Бугристый неровный рельеф дна торфяников способствовал застаиванию воды в понижениях, что привело к поселению влаголюбивых растений, которые, отмирая, положили начало торфонакоплению. Минеральная примесь, приносимая полыми водами реки, обусловила образование органоминеральных отложений, подстилающих торфяную залежь. После заполнения торфяной массой первоначальных очагов заболачивания и выполаживания рельефа, болотообразовательный процесс начал распространяться горизонтально. В результате произошло слияние отдельных очагов в единый массив. В начале торфообразовательного процесса отлагались торфы низинного и переходного типов, так как минеральное питание было достаточное. Когда же уровень грунтовых вод уже не доходил до верхних слоев залежи и полые воды рек уже не заливали повышенные участки торфяников, здесь начали отлагаться торфы верхового типа в условиях бедного минерального питания, что привело к образованию участков верхового типа на торфяных месторождениях. Непосредственно, на участке изысканий основную роль в составе комплекса имеют торфяники, представленные преимущественно верховыми типами залежей.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Инв. № подл.						10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист 7
Подп. и дата							
Взам. инв. №							



## 1.5 Геологические и инженерно-геологические процессы

Из современных физико-геологических процессов на территории района изысканий, характеризующегося избыточным увлажнением и слабым испарением, свойственно развитие процессов подтопления территории, также отмечается процесс морозного пучения грунтов, связанный с сезонным промерзанием.

### Сезонное промерзание грунтов

Сезонное промерзание пород в районе работ развито повсеместно. Нормативная глубина сезонного промерзания грунта определена, согласно рекомендациям СП 22.13330.2016 п.5.5.3 и СП 25.13330.2020, по метеостанции Казым: для песков мелких и супесей – 2,74 м. Согласно РСН 68-87, таблица 1.2.1, глубина промерзания для торфов от 0,4 до 0,8 м.

Расчетная глубина сезонного промерзания грунта (в том числе и для грунтов с неоднородным сложением) определяется проектной организацией исходя из проектной отметки поверхности земли, с учетом теплового режима проектируемого сооружения (п.5.5.3 СП 22.13330.2016). На момент производства полевых работ (февраль 2022 г.) сезонное промерзание составило 0,3 – 0,5 м.

### Морозное пучение грунтов

Дисперсные грунты, залегающие в слое сезонного оттаивания и промерзания, обладают свойствами морозного пучения, относящиеся к неблагоприятным инженерно-геологическим процессам.

В период проведения полевых работ на территории изысканий бугры морозного пучения не встречены.

Сезонное пучение грунтов представляет собой опасность для сооружений. Основными методами защиты от пучения грунтов является сохранение снежного и растительного покровов, дренаж территории и строительство на искусственных насыпях, сложенными хорошо фильтрующим материалом. Вопросы борьбы с подобными явлениями должны быть одними из важнейших при строительстве.

Степень морозной пучинистости приведена по лабораторным данным. Разновидности грунтов по степени морозной пучинистости в соответствии с табл. Б.24 ГОСТ 25100-2020 представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Разновидности грунтов по степени морозной пучинистости

№ ИГЭ	Степень пучинистости $\epsilon_{fh}$ , %, по лабораторным данным	Разновидность грунтов
70	1,1	Слабопучинистый
447	1,6	Слабопучинистый
446	2,1	Слабопучинистый
445	1,3	Слабопучинистый
307	6,6	Среднепучинистый

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
							9



По степени опасности природных процессов объект можно отнести к следующим категориям в соответствии с СП 115.13330.2016 (Табл.5.1):

- по землетрясениям – умеренно опасные;
- по пучению – весьма опасные;
- по подтоплению – весьма опасные.

### **Техногенные процессы**

В процессе проектирования и строительства необходимо предусмотреть достаточные защитные мероприятия на участках встреченных процессов и в местах возможного возникновения и развития данных процессов на территории изысканий.

В случае активизации негативных процессов в зоне влияния инженерных сооружений следует проводить дополнительные защитные мероприятия с учетом особенностей проявления опасных процессов. При соблюдении технологии строительства ухудшения инженерно-геологических условий не произойдет.

Строительство может привести к разрушению дернового покрова, засорению территории строительными отходами, загрязнению грунтов и подземных вод нефтепродуктами, искусственному изменению рельефа местности при планировке. В процессе строительства для исключения нарушения природных геолого-литологических, гидрогеологических условий, в целях экологической безопасности рекомендуем провести следующие мероприятия:

- предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места;
- при строительстве избегать разлива бензина и нефтепродуктов в грунты, поверхностные и подземные воды.

### **1.6 Инженерно-гидрометеорологические изыскания**

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является западный перенос воздушных масс и влияние континента. Взаимодействие этих двух факторов обеспечивает быструю смену циклонов и антициклонов над рассматриваемой территорией, что способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Вследствие огражденности с запада Уральскими горами и незащищенности с севера и юга, над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, в результате которой периодически происходит смена холодных и теплых воздушных масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Климат данного района континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течении года и даже суток.

Для характеристики климата района использованы данные ближайшей действующей метеостанции Казым и Октябрьское.

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

							<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
								11
<b>Изм.</b>	<b>Кол.уч.</b>	<b>Лист</b>	<b>№ док.</b>	<b>Подп.</b>	<b>Дата</b>			

Климатическая характеристика приведена согласно данным опубликованным в научно-прикладном справочнике «КЛИМАТ РОССИИ» за период наблюдений 1966-2019гг., по отдельным характеристикам с 1904-2018гг. /2/; Научно-прикладному справочнику по климату СССР /1/, СП 131.13330.2020, СП 20.13330.2016.

Основные климатические характеристики приведены в таблицах 3.1-3.26.

Климатические параметры холодного и теплого периодов

По данным метеостанции Октябрьское расчетная температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,98 равна минус 47 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 45 °С. Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,98 – минус 43 °С, обеспеченностью 0,92 – минус 41 °С (таблица 3.1).

Таблица 1.2 – Климатические параметры холодного и теплого периодов, метеостанция Октябрьское (СП 131.13330.2020)

Наименование		Значение	
Климатические параметры холодного периода			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	обеспеченностью 0,98	-47	
	обеспеченностью 0,92	-45	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	обеспеченностью 0,98	-43	
	обеспеченностью 0,92	-41	
Температура воздуха, °С	обеспеченностью 0,94	-27	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		8,0	
Продолжительность, сут., и средняя температура воздуха °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	198
		средняя температура	-12,8
	≤ 8 °С	продолжительность	258
		средняя температура	-8,8
	≤ 10 °С	продолжительность	275
		средняя температура	-7,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		79	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		2,2	
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		ЮЗ	
Средняя скорость ветра за период со средней суточной температурой воздуха ≤8 °С, м/с		1,9	
Наименование		Значение	
Климатические параметры теплого периода			
Барометрическое давление, гПа		1005	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		21	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		24	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		10,1	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %		58	
Суточный максимум осадков, мм		64	
Преобладающее направление ветра за июнь-август		С	
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с		0,0	

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							12



### Температурный режим воздуха

Среднегодовая температура воздуха минус 3,7 °С, средняя температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 22,5 °С, а самого жаркого – июля плюс 16,3 °С. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь минус 58 °С, а абсолютный максимум на июнь-июль (плюс 36 °С). Средняя максимальная температура воздуха самого теплого месяца, июля: плюс 21,9 °С. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца, января: минус 27,9 °С.

### Влажность воздуха

В районе работ держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность в течение года изменяется от 64 до 86 %.

### Атмосферные осадки

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 439 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 172 мм, годовая сумма осадков 611 мм. В годовом ходе количество летних осадков значительно преобладает над зимними (более чем в 3 раза).

Расчетный суточный максимум осадков 1% обеспеченности составляет 86,4 мм.

Наблюденный суточный максимум осадков 64 мм.

### Ветер

Средняя годовая скорость ветра 1,9 м/с.

В течение года преобладают ветры западного, юго-западного направления. В январе – южного, а в июле – северного направления.

Максимальная скорость ветра составляет 20 м/с, с учетом порыва – 28 м/с.

### Снежный покров

Снежный покров образуется 18.X, дата схода 14.V. Сохраняется снежный покров 195 дней.

Наибольшая высота снежного покрова, по данным метеостанции Октябрьское, по постоянной рейке 5 % обеспеченности (защищенная местность) 107 см.

### Атмосферные явления

Облачность. В среднем за год по общей облачности в данном районе наблюдается 175,9 пасмурных дня и 27 ясных.

Туманы. За год среднее количество дней с туманами составляет 21,98, наибольшее – 45. Средняя продолжительность дней с туманом за год 4 часа.

Метели. В среднем в году 21,5 дней бывают с метелями, максимальное их количество составляет 45 дня. Средняя продолжительность метелей в год 189,4 часа.

Грозы. Грозы наблюдаются в теплое время года и сопровождаются шквалистым ветром, сильными ливнями, градом. Среднегодовое количество дней с грозой составляет 17,46, наибольшее – 34. Средняя продолжительность часов с грозой в год 47,44.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### Гололедно-изморозевые образования

С октября по май наблюдаются гололедно-изморозевые явления. Повторяемость их колеблется в больших пределах. В среднем за год наблюдается 2,3, дня с гололедом, 56,9 дней с изморозью. Наибольшее число дней с гололедом – 12, с изморозью – 103 дня.

При проектировании следует учитывать нагрузки, возникающие при возведении и эксплуатации сооружений.

Исследуемый район, согласно СП 20.13330.2016, относится к V типу по весу снегового покрова - 2,5 кПа и к I типу по давлению ветра – 0,23 кПа, по толщине стенки гололеда к III району – 10 мм. Согласно СП 131.13330.2018 по климатическому районированию для строительства проектируемый объект относится к району ID.

Более подробная информация представлена в отчетах по инженерным изысканиям шифр 10-2946/20С1775-ИГМИ-Т.

Характеристика трассы трубопровода приведена в таблице 1.4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 1.4 - Характеристика трассы линейного трубопровода

Диаметр, толщина стенки, мм	Кол. труб в границе	Протяженность участков, м											
		Болото				Искусств. сооруж. (присыпная берма)	Водные преграды		Пойма	Суходол	Насыпной грунт	Всего	
		I тип	II тип	III тип	Болотные озера		реки, шт.	ручьи, шт.					
Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтеборные сети от куста №2 до т.вр)													
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	437,0	-	437,0
159x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	849,0	-	849,0
Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ№32 (Инв. №24072722 Нефтеборные сети от куста №14 до т.вр.)													
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	185,0	50,0	235,0
Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазоборные сети от к.№17 до т.вр.)													
89x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4039,0	14,0	4053,0
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)													
159x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1226,0	28,0	1254,0
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)													
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	885,0	14,0	899,0
114x6	1	-	120,0	-	-	-	-	-	-	-	1904,0	-	2024,0
Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)													
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1038,0	-	1038,0
Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова)													
159x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141,0	-	141,0
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74,0	37,0	111,0
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к№14 м.Виноградова)													
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120,0	48,0	168,0
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к№13)													
89x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1917,0	-	1917,0
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	915,0	21,0	936,0
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)													

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							15

Диаметр, толщина стенки, мм	Кол. труб в траншее	Протяженность участков, м										
		Болото				Искусств. сооруж. (присыпная берма)	Водные преграды		Пойма	Суходол	Насыпной грунт	Всего
		I тип	II тип	III тип	Болотные озера		реки, шт.	ручьи, шт.				
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1869,0	-	1869,0
159x6	1	-	335,0	-	-	-	-	-	-	1623,0	13,0	1971,0
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №58 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к№14 м.Виноградова)												
159x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	2068,0	73,0	2141,0
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №1 (Инв. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до куста №1)												
89x6	1	-	120,0	-	-	-	-	-	-	118,0	11,0	249,0

Характеристика трасс трубопроводов по затопляемым поймам приведена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 - Характеристики трасс линейных трубопроводов по затопляемым поймам

Диаметр, толщина стенки, мм	Кол. труб в траншее	Протяженность участков, м									
		Болото				Водные преграды, м		Минеральный грунт	Всего		
		I тип	II тип	III тип	Болотные озера	русло реки	русло ручья				
Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.№17 до т.вр.)											
89x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	159,0	159,0
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)											
114x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	122,0	122,0
89x6	1	-	46,0	-	-	-	-	-	-	231,0	277,0
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)											
159x6	1	-	250,0	-	-	-	-	-	-	117,0	367,0
Низконапорный водовод от УР В (УПН) до КУ №58 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к№14 м.Виноградова)											
159x6	1	-	-	-	-	-	-	-	-	42,0	42,0
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №1 (Инв. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до куста №1)											
89x6	1	-	67,0	-	-	-	-	-	-	6,0	73,0

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						16
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 2 Сведения о линейном объекте

В проектной документации «Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция» предусматривается строительство нефтегазосборных трубопроводов, предназначенных для транспорта продукции скважин на УПН месторождения и строительство низконапорных водоводов предназначенных для транспорта пластовой воды от УПН до кустов скважин месторождения.

Техническая характеристика трубопровода приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Техническая характеристика трубопровода

Наименование трубопровода	ØxS, мм	Протяжен- ность, м	Проектная мощность, м <sup>3</sup> /сут	Рабочее давление, МПа
Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтеборные сети от куста №2 до т.вр)	114x6	437,0	43,4	4,0
	159x6	849,0	514,4	
Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ№32 (Инв. №24072722 Нефтеборные сети от куста №14 до т.вр.)	114x6	235,0	51,0	4,0
Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.№17 до т.вр.)	89x6	4053,0	34,3	4,0
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)	159x6	1254,0	774,0	2,5
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)	114x6	899,0	550,0	2,5
	114x6	2024,0	350,0	
Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)	114x6	1038,0	350,0	2,5
Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова)	159x6	141,0	680,0	2,5
	114x6	111,0	280,0	
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к№14 м.Виноградова)	114x6	168,0	300,0	2,5
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к№13)	89x6	1917,0	150,0	2,5
	114x6	936,0	250,0	
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)	114x6	1869,0	350,0	2,5
	159x6	1971,0	1030,0	

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

10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ

Лист

17





#### 4 Гидравлический расчет

Гидравлический расчет системы нефтегазосборных трубопроводов и низконапорных водоводов месторождения им. В.Н. Виноградова выполнен в программе «OISPipe», на основании исходных данных, предоставленных Заказчиком.

Результаты гидравлических расчетов согласованы Заказчиком.

Исходные данные и результаты гидравлических расчетов трубопроводов приведена в черт. 10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1 л.2...4.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		





– применением труб из сталей улучшенных технических характеристик и повышенной коррозионной стойкости с внутренним и наружным заводским антикоррозийным покрытием, с толщинами стенок, превышающими расчетные);

– проведением тщательного контроля выполнения строительно-монтажных работ;

– выбором оптимальных диаметров для создания наиболее экономичного режима перекачки.

Использование внутренних покрытий экономически эффективно, т.к. значительно увеличивает срок службы трубопровода и снижает эксплуатационные расходы.

Фасонные детали предусмотрены с прочностными характеристиками аналогичными основной трубе.

Все трубы и детали на заводах-изготовителях подвергаются 100 % контролю неразрушающим методом и гидравлическому испытанию.

## 5.2 Расчёт толщины стенки трубопроводов

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость выполнен в соответствии с требованием п.13 СП 284.1325800.2016 из условия фиксации трубопроводов (сварка последнего стыка, сварка захлестов протяженных участков и т.д.) при температуре наружного воздуха не ниже минус 30 °С.

В соответствии с требованиями п. 13.1, 13.2 СП 284.1325800.2016 при расчетах учитывались как отдельные нагрузки и воздействия на трубопроводы, так и их сочетание постоянные, временные, длительные, кратковременные.

Расчетная толщина стенки стального промышленного трубопровода (расчёт на прочность) определяется, согласно п.13.2 СП 284.1325800.2016:

$$t = \frac{\gamma_f * \eta * p_n * d_e}{2 * (R + 0,6 * \gamma_f * p_n)}, \quad (1)$$

где  $p_n$  – рабочее давление, принимаемое при расчёте на прочность (может отличаться от фактического рабочего давления в большую сторону), МПа;

$d_e$  – наружный диаметр труб и соединительных деталей (мм);

$\gamma_f$  – коэффициент надежности по нагрузке, (табл.6 СП 284.1325800.2016);

$\eta$  – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей, принимается равным 1;

$R$  – напряжение материала стенки трубы, МПа, определяется:

$$R = \min \left\{ \frac{R_{un} * \gamma_c}{\gamma_m * \gamma_n}; \frac{R_{yn} * \gamma_c}{0,9 * \gamma_n} \right\}, \quad (2)$$

где  $R_{un}$  — минимальное значение временного сопротивления материала, МПа;

$R_{yn}$  - минимальное значение предела текучести материала, МПа;

$\gamma_c$  – коэффициент условий работы трубопровода;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

$\gamma_m$  – коэффициент надежности по материалу труб и соединительных деталей;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

За расчетную температуру эксплуатации проектируемого трубопровода принята максимально возможная температура перекачиваемого продукта, равная температуре плюс 30 °С.

Механические характеристики материала используемых в проектной документации труб приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Технические характеристики металла труб

Марка стали	Конструкция трубы	$\delta_{\text{врем.}}$ , МПа	$\delta_{\text{гек.}}$ , МПа	Ударная вязкость (КСУ), кгс·м/см <sup>2</sup> (t = -60 °С)	Относит. Удлинение, %
20А, 20	Стальные бесшовные	470	338	3,5	25,0

Исходные данные и результаты расчета толщины стенки проектируемого трубопровода приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты расчета толщины стенки проектируемого трубопровода

$d_e$ , мм	$p_n$ , МПа	$\gamma_f$	$\gamma_c$	$\gamma_m$	$\gamma_n$	$R_u$ , МПа	$R_y$ , МПа	$t_d$ , мм	$t_{\text{прп}}$ , мм
Нефтегазосборный трубопроводы									
89	4,0	1,15	0,75	1,55	1,0	225,8	203,1	0,9	6,0
114	4,0	1,15	0,75	1,55	1,0	225,8	203,1	1,2	6,0
159	4,0	1,15	0,75	1,55	1,0	225,8	203,1	1,6	6,0
Низконапорные водоводы									
89	2,5	1,15	0,75	1,55	1,0	225,8	203,1	0,6	6,0
114	2,5	1,15	0,75	1,55	1,0	225,8	203,1	0,7	6,0
159	2,5	1,15	0,75	1,55	1,0	225,8	203,1	1,0	6,0

Для данного трубопровода принимается увеличенная толщина стенки исходя из номенклатуры заводов-изготовителей и пожеланий заказчика, также это способствует увеличению срока службы трубопроводов.

### 5.3 Расчет срока безопасной эксплуатации (срока службы) трубопроводов

Расчет срока эксплуатации проектируемых трубопроводов в проектной документации выполнен с учетом:

- принятой критической толщины стенки трубы, при которой труба должна быть изъята из эксплуатации;
- увеличенной толщины стенки, по отношению к расчетной;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							23

- скорость коррозии трубопроводов составляет - 0,5 мм/год;
- наличие внутреннего покрытия.

Критическая толщина стенки принимается как наибольшее из двух значений: расчётной толщины стенки определенной в п.5.2 и наименьшей допустимой толщины, согласно таблицы №1 Приложения №8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Срок службы трубопровода определяется по величине остаточного ресурса трубопровода, определяемого по формуле согласно п.7 ОСТ 153-39.4-010-2002

$$T = \frac{t_{\text{прин}} - t_{\text{отб}}}{v_{\text{ср}}}, \quad (3)$$

где  $t_{\text{прин}}$  – принимаемая толщина стенки трубы, мм;

$t_{\text{отб}}$  – отбраковочная толщина стенки трубы, мм;

$v_{\text{ср}}$  – средняя (общая) скорость коррозии стенки трубы, мм/год.

Результаты расчета срока службы трубопроводов приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 - Расчетный срок службы трубопроводов

Диаметр, мм	P, МПа	Толщина стенки, мм		Скорость коррозии, (мм/год)	Расчетный срок службы (T), лет	Принятый срок службы (T), лет*
		Отбраковочная принятая ( $t_{\text{отбр}}$ )	Принятая толщина стенки ( $t_{\text{прин}}$ )			
Нефтегазосборный трубопроводы						
89	4,0	2,0	6,0	0,5	8	18
114	4,0	2,0	6,0	0,5	7	17
159	4,0	2,5	6,0	0,5	7	17
Низконапорные водоводы						
89	2,5	2,0	6,0	0,5	8	18
114	2,5	2,0	6,0	0,5	7	17
159	2,5	2,5	6,0	0,5	7	17

\* - Для трубопроводов с внутренним покрытием срок службы возможно продлить на 10 лет от принятого согласно технических условий на антикоррозионное покрытие.

По достижении гарантированного срока эксплуатации дальнейшая эксплуатация устройств, оборудования и сооружений без продления срока безопасной эксплуатации не допускается.

Работы по продлению срока безопасной эксплуатации трубопроводов рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до окончания нормативного (расчетного) срока эксплуатации.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист 24
------	---------	------	--------	-------	------	-------------------------------	------------

В процессе эксплуатации трубопроводы подлежат техническому диагностированию, по результатам которого определяется состояние трубопроводов, фактическая скорость коррозии металла труб, оборудования и изоляции и назначается новый срок безопасной эксплуатации трубопроводов либо рекомендуется их ремонт или вывод из эксплуатации.

#### 5.4 Балластировка трубопровода

В соответствии с требованиями п.10.3.6 СП 284.1325800.2016 необходимо выполнять расчет трубопроводов на устойчивость против всплытия на заболоченных и обводненных участках.

Согласно п.13.16 СП 284.1325800.2016 устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, должна проверяться по условию

$$Q_{act} \leq \frac{Q_{pas}}{\gamma_a}, \quad (4)$$

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

$Q_{pas}$  — суммарная расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вниз (включая собственный вес);

$\gamma_a$  — коэффициент надежности устойчивого положения против всплытия (принимается согласно таблице 16 СП 284.1325800.2016). Для болот, пойм и водоемов при отсутствии течения, обводненные и заливаемые участки трассы в пределах 1 % обеспеченности  $\gamma_a = 1,05$ .

$$Q_{act} = q_w + q_b, \quad (5)$$

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

$$q_w = \frac{\pi D_{н.и.}^2}{4} \rho_w, \quad (6)$$

где  $\rho_w = 1020$  кг/м<sup>3</sup>- плотность воды с учётом растворённых в ней солей;

$D_{н.и.}$  - наружный диаметр трубопровода с учётом изоляционного покрытия и футеровки, м;

$q_b$  - расчётная интенсивность нагрузки от упругого изгиба в вертикальной плоскости. На стадии разработки проектной документации  $q_b$  принимается равной нулю.

$$Q_{pas} = q_{пр} + q_{hq} + q_{bal}, \quad (7)$$

где  $q_{пр} = 0,95 q_{нтр}$  - расчётная нагрузка от массы трубы с гидроизоляцией.

При расчете футляра учтена масса основной трубы, масса трубы футляра и масса элементов футляра (кольца опорно-направляющие, манжеты и т.д.);

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							25



Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода  $q_s^*$  должна вычисляться:

для песчаных и других несвязных грунтов по формуле (11)

$$q_s^* = \gamma \cdot H \cdot D \cdot \left( 1 + k_{H.s.} \cdot \frac{H}{D} \right) \quad (11)$$

для глинистых и других связных грунтов по формулам (12) и (13):

$$q_s^* = k_{H.c.} \cdot c \cdot D, \quad (12)$$

$$k_{H.c.} = \min \left\{ 3, 0; \frac{H}{D} \right\}, \quad (13)$$

где  $\gamma$  - расчетный удельный вес грунта засыпки, МН/м<sup>3</sup>;

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

D - диаметр наружный трубопровода, м;

$k_{H.s.}$  - коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов определяется экспериментальным способом; если отсутствуют надежные данные, то следует принимать равным 0,5 для плотных грунтов и 0,1 для слабонесущих грунтов;

$k_{H.c.}$  - коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов;

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

Для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных деформаций, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода S, МН, вычисляется по формуле (14)

$$S = \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta T \cdot A_s + (1 - 2 \cdot \mu_0) \cdot A_i \cdot \gamma_{fr} \cdot p, \quad (14)$$

где  $\alpha$  - коэффициент линейного расширения материала труб, (°C);

$E_0$  - модуль упругости материала труб, МПа;

$\Delta T$  - температурный перепад, °C;

$\mu_0$  - коэффициент Пуассона материала труб;

$A_s$  - площадь поперечного сечения трубы (стали), м<sup>2</sup>;

$A_i$  - площадь поперечного сечения трубопровода "в свету", м<sup>2</sup>;

p - рабочее давление, МПа;

$\gamma_{fr}$  - коэффициент надежности по внутреннему давлению.

$\sigma_{кц}$ , МПа - кольцевые напряжения от внутреннего давления определяемые согласно СП 36.13330.2012 (п.12.4.2) по формуле (15)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							27

$$\sigma_{кц} = \frac{nP_{раб}D_{вн}}{2\delta} \quad (15)$$

Исходные данные и результаты расчёта продольной устойчивости трубопровода на суходольных участках представлен в таблице 5.5.1, 5.5.2.

Таблица 5.5.1 - Результаты расчета продольной устойчивости нефтегазопроводов

Название величины	Обозначение	Ед. изм.	Значение		
Диаметр трубопровода	Дн	мм	89	114	159
Толщина стенки трубопровода	δ	мм	6	6	6
Рабочее давление	р	МПа	4,0	4,0	4,0
Коэффициент условий работы трубопровода	ус	-	0,75	0,75	0,75
Модуль упругости материала труб	Е0	МПа	206000	206000	206000
Коэффициент линейного температурного расширения	α	°С-1	0,000012	0,000012	0,000012
Коэффициент Пуассона грунта	μ0	-	0,3	0,3	0,3
Глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы	Н	м	0,8	0,8	0,8
Коэффициент надежности по внутреннему давлению	γfp	-	1,15	1,15	1,15
Расчетный температурный перепад	Δt	°С	60,0	60,0	60,0
Коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов определяется	кНs	-	0,5	0,5	0,5
Коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов	кНс	-	3,0	3,0	3,0
Сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное)	с	МПа	0,012	0,012	0,012

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							28



Название величины	Обозначение	Ед. изм.	Значение		
Площадь поперечного сечения трубы (стали)	As	м2	0,001564513	0,002035752	0,002883982
Поперечного сечения трубопровода "в свету"	Ai	м2	0,004656626	0,008171282	0,016971669
Погонный вес трубопровода	w	МН/м	0,0001204808	0,0001567702	0,0002220911
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода	qs	МН/м	0,082482949	0,227839861	0,229516798
Критическое продольное усилие	Nкр	МН	3,072847575	8,481474673	12,81943001
Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода	Sэкв	МН	0,201942016	0,266654112	0,387688053
Проверка условия $S \leq N_{кр} \cdot u_c$	-	-	Да	Да	Да

Согласно результатам расчёта нефтегазопроводов на продольную устойчивость при расчётных температурных перепадах, принятых в проектной документации и рабочем давлении  $P_{раб.} = 4,0$  МПа эквивалентное продольное усилие меньше критического. Таким образом, при минимальной глубине трубопроводов до верха, равной для газопроводов 0,8 м продольная устойчивость трубопроводов обеспечивается.

Таблица 5.5.2 - Результаты расчета продольной устойчивости низконапорных водоводов

Название величины	Обозначение	Ед. изм.	Значение		
Диаметр трубопровода	Dн	мм	89	114	159
Толщина стенки трубопровода	$\delta$	мм	6	6	6
Рабочее давление	p	МПа	2,5	2,5	2,5
Коэффициент условий работы трубопровода	uc	-	0,75	0,75	0,75
Модуль упругости материала труб	E0	МПа	206000	206000	206000

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							29

		Название величины	Обозначение	Ед. изм.	Значение			
		Коэффициент линейного температурного расширения	$\alpha$	$^{\circ}\text{C}^{-1}$	0,000012	0,000012	0,000012	
		Коэффициент Пуассона грунта	$\mu_0$	-	0,3	0,3	0,3	
		Глубина засыпки от поверхности грунта до верха трубы	H	м	1,8	1,8	1,8	
		Коэффициент надежности по внутреннему давлению	$\gamma_{fp}$	-	1,15	1,15	1,15	
		Расчетный температурный перепад	$\Delta t$	$^{\circ}\text{C}$	60,0	60,0	60,0	
		Коэффициент учета высоты засыпки для песчаных грунтов определяется	$k_{Hs}$	-	0,5	0,5	0,5	
		Коэффициент учета высоты засыпки для глинистых грунтов	$k_{Hc}$	-	3,0	3,0	3,0	
		Сцепление грунта засыпки (репрезентативное, характерное)	c	МПа	0,012	0,012	0,012	
		Площадь поперечного сечения трубы (стали)	$A_s$	$\text{м}^2$	0,001564513	0,002035752	0,002883982	
		Поперечного сечения трубопровода "в свету"	$A_i$	$\text{м}^2$	0,004656626	0,008171282	0,016971669	
		Погонный вес трубопровода	w	МН/м	0,0001204808	0,0001567702	0,0002220911	
		Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода	$q_s$	МН/м	0,082482949	0,227839861	0,229516798	
		Критическое продольное усилие	$N_{кр}$	МН	3,072847575	8,481474673	12,81943001	
		Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода	$S_{эkv}$	МН	0,198728944	0,261015927	0,375977601	
Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>					30
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Название величины	Обозначение	Ед. изм.	Значение		
Проверка условия $S \leq N_{cr} \text{ ус}$	-	-	Да	Да	Да

Согласно результатам расчёта низконапорных водоводов на продольную устойчивость при расчётных температурных перепадах, принятых в проектной документации и рабочем давлении  $P_{\text{раб.}} = 2,5 \text{ МПа}$  эквивалентное продольное усилие меньше критического. Таким образом, при минимальной глубине трубопроводов до верха, равной для газопроводов 1,8 м продольная устойчивость трубопроводов обеспечивается.

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

						<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 6 Основные технические решения

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, представлены комплексом технологических, технических и организационных мероприятий, направленных на повышение эксплуатационной надежности, противопожарной и экологической безопасности трубопроводной системы.

Основные технические решения приняты на основании:

– Задания на проектирование объекта «Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция», утвержденного первым заместителем генерального директора - главным инженером ТПП «Белоярскнефтегаз» А.Г. Прахтом;

– Технических условий на разработку проектной документации: «Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция», утвержденных первым заместителем генерального директора - главным инженером ТПП «Белоярскнефтегаз» А.Г. Прахтом;

– Отчета по инженерным изысканиям, выполненного по шифру 10-2946/20С1775 «Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция»;

– Гидравлического и прочностного расчетов трубопроводов.

Основные нормативные документы, использованные при разработке раздела:

– СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ»;

– ВСН 005-88 «Строительство промышленных стальных трубопроводов. Технология и организация»;

– Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности";

– Регламент по эксплуатации и ремонту промышленных трубопроводов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Принятые технические решения обеспечивают надежность и экологическую безопасность проектируемых трубопроводов.

Строительство трубопроводов осуществляется в одну нитку. Прокладка трубопроводов предусмотрена подземным способом. Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями табл. 7, 8 СП 284.1325800.2016, ПУЭ 7 табл. 2.5.40.

Расстояния составляют:

– от подошвы дорог - не менее 10 м;

– от существующих трубопроводов диаметром до 159 мм включительно при параллельном следовании – не менее 5 м, диаметром 219 мм – не менее 8 м;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		



## 7 Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств линейных объектов

### 7.1 Запорная арматура

Для производства обслуживания и ремонта, а также уменьшения отрицательного воздействия на окружающую среду, проектной документацией предусмотрена установка запорной арматуры. Размещение запорной арматуры выполнено в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 п.9.2.1, п.9.2.2.

При расстановке запорной арматуры учитывался минимум приведенных затрат на сооружение, техническое обслуживание, ремонт запорной арматуры и на ликвидацию разливов транспортируемой среды в случае возможных аварий, включая ущерб окружающей среде.

Место установки запорной арматуры приведено на схеме 10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1 л.5, 6.

В качестве арматуры для нефтегазопроводов принята задвижка клиновья с ручным управлением и рабочим давлением 4,0 МПа.

В качестве арматуры для низконапорных водоводов принята задвижка клиновья с ручным управлением и рабочим давлением 2,5 МПа.

Запорная арматура поставляется в комплекте с ответными фланцами и крепежными изделиями, с наваренными патрубками с заводским двухслойным внутренним противокоррозионным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски.

Запорная арматура, принятая проектной документацией обеспечивает герметичность класса «А» по ГОСТ 9544-2015, исполнение ее соответствует климатическим характеристикам района строительства (исполнение УХЛ).

Для контроля давления в трубопроводах на узлах запорной арматуры в местах ответвлений и подключений предусматривается установка местных манометров с точками отбора давления на трубопроводе до и после запорной арматуры согласно требований п. 5.12 СП 284.1325800.2016.

На выходе с АГЗУ существующих кустовых площадок установлены приборы контроля давления.

Допустимый срок службы оборудования и арматуры рассчитывается и указывается заводом-изготовителем в технических условиях или в паспорте на данные изделия в зависимости от характеристики среды (нефть, газ, вода, агрессивная/неагрессивная среда к коррозии металла), параметров работы (давление, диаметр, температура) и климатического исполнения.

Срок службы по данным заводов-изготовителей для задвижек составляет 20 лет.

Для сохранения температурного режима трубопроводной системы надземные участки трубопроводов и подземные вертикальные участки теплоизолируются. Теплоизоляционные конструкции запорной арматуры и фланцевых соединений должны быть съемными в соответствии с требованием СП 61.13330.2012 п. 5.20.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ						34
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				







Для наружных установок максимально допустимое импульсное сопротивление заземлителей принято равным 50 Ом.

Согласно СО 153-34.21.122-2003 п.2.2 узел запорной арматуры относится к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения.

Защита от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений узла запорной арматуры с толщиной металла корпуса установки не менее 4 мм выполняется присоединением корпусов к заземляющему устройству. Заземляющее устройство состоит из искусственных вертикальных электродов (круг стальной оцинкованный диаметром 18 мм, длиной 5,0 м), соединенных между собой горизонтальными электродами (полоса стальная оцинкованная 4x40 мм) на глубине 0,7 м в земле. В качестве проводников основной системы уравнивания потенциалов используется стальная полоса сечением 4x40 мм, полоса 4x25, перемычки ПГС50-900. Конструкция заземляющего устройства предусмотрена в соответствии с РД 34.21.122-87 п.2.2. Согласно СО 153-34.21.122-2003 п.2.2 надежность защиты от прямых ударов молнии принята  $R_z=0,9$ .

Согласно п.6 пособия к Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений (РД 34.21.122-87) низкие переходные сопротивления (не более 0,03 Ом) во фланцевых соединениях трубопроводов обеспечиваются затяжкой шести болтов на каждый фланец. В случае, если переходное сопротивление составит более 0,03 Ом необходимо выполнить шунтирующие перемычки во фланцевых соединениях в соответствии с требованиями п.2.7 РД 34.21.122-87.

Согласно РД 34.21.122-87 п.2.22, 2.23, СО 153-34.21.122-2003, ПУЭ п.1.7.82, для защиты от заноса высокого потенциала по внешним металлическим коммуникациям и с целью уравнивания потенциалов, трубопроводы на вводе в сооружения присоединяются к заземляющим устройствам этих сооружений, а на ближайшей к вводу опоре коммуникации – к ее свайному фундаменту.

Сварка соединений выполняется по ГОСТ 5264-80. Металлоконструкции заземляющего устройства над землей должны быть защищены от наружной коррозии путем покрытия битумным лаком.

Для защиты от вторичных проявлений молнии металлический корпус задвижки и трубопроводы присоединены к заземляющему устройству.

Решения по заземлению и молниезащите представлены в 10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ11.

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

							<b>10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ</b>	Лист
								37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 8 Основные решения по прокладке

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

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

Исходя из условий обеспечения сохранности проектируемых трубопроводов от механических повреждений и в соответствии с требованиями п.9.3.1 СП 284.1325800.2016, минимальная глубина заложения до верхней образующей трубы принята:

- для нефтегазосборных трубопроводов:
  - а) на минеральных грунтах – не менее 0,8 м;
  - б) на болоте – не менее 0,6 м;
- для низконапорных водоводов на минеральных грунтах и болоте – не менее 1,8 м;

Земляные работы при строительстве трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ВСН 005-88, СП 45.13330.2017. Укладка трубопроводов в зависимости от несущей способности грунта и времени производства работ осуществляется с бровки траншеи, в соответствии ВСН 005-88.

Разработка траншей на минеральном грунте ведется одноковшовым экскаватором, засыпка осуществляется бульдозером.

Прокладку трубопроводов на болотах следует производить преимущественно в зимнее время после замерзания верхнего торфяного покрова. В зимнее время, когда слабые грунты проморожены недостаточно для прохода землеройных машин, траншею разрабатывают по технологии летнего строительства.

Разработка и засыпка траншеи по болоту II типа производится одноковшовым экскаватором со сланей.

Строительно-монтажные работы осуществляются с вдольтрассового проезда.

При укладке труб и засыпке траншеи необходимо обеспечить:

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

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

Повороты линейной части трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях следует выполнять упругим изгибом трубопровода, соединенного встык, или монтажом криволинейных участков из гнутых отводов.

Компенсация перемещений трубопровода вызванных температурными перепадами и воздействием внутреннего давления, обеспечивается прокладкой трубопровода с углами поворотов в горизонтальной и вертикальной плоскости.

В соответствии с п. 4 Постановления Правительства РФ от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» в целях реализации в процессе строительства технических решений по строительству трубопроводов, содержащихся в проектной документации, согласно заданию на проектирование разрабатывается рабочая документация с разработкой профилей трасс трубопроводов и полной спецификацией оборудования, изделий и материалов.

### 8.1 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги

Ведомость пересечений проектируемого трубопровода с автомобильной дорогой представлена в отчете по инженерным изысканиям 10-2946/20С1775-ИГДИ и в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Ведомость пересечений с автомобильными дорогами

№	Положение пересечения					Наименование дороги, место пересечения (км дороги)	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части (земляного полотна), м	Угол пересечения, град	Примечание: владелец, ТУ, согласования	Пикетаж места пересечения (ось дороги), отметка оси дороги																																													
	км	начало		конец								Н	ПК	+																																											
		ПК	+	ПК	+																																																				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15																																											
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)																																																									
1	1	2	61	2	69	автодорога на Куст 167	IV-п	песок	8,46	89	ТПП «Белоярскнефтегаз»	128,21	2	65																																											
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)																																																									
1	1	0	31	0	36	автодорога Куст181-Куст15	IV	песок	5,25	89	ТПП «Белоярскнефтегаз»	103.67	0	33																																											
2	1	7	17	7	17	Проект. Автодорога на куст №1бис ш.10-2944.2	-	-	-	-	ТПП «Белоярскнефтегаз»	119.55	7	17																																											
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> <td style="width:10%;"></td> </tr> <tr> <td colspan="13" style="text-align: center;"><b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b></td> <td style="text-align: center;">Лист</td> </tr> <tr> <td colspan="13" style="text-align: center;">Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата</td> <td style="text-align: center;">39</td> </tr> </table>																														<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>													Лист	Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата													39
<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>													Лист																																												
Изм. Кол.уч. Лист № док. Подп. Дата													39																																												

№	Положение пересечения					Наименование дороги, место пересечения (км дороги)	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части (земляного полотна), м	Угол пересечения, град	Примечание: владелец, ТУ, согласования	Пикетаж места пересечения (ось дороги), отметка оси дороги		
	км	начало		конец								Н	ПК	+
		ПК	+	ПК	+									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3	3	27	82	27	96	тех. проезд к КУ №14	б/к	песок	13,51	83	ТПП «Белоярскнефтегаз»	136,80	27	89
Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)														
1	1	0	19	0	25	Автомоби́льная доро́га на Куст 4	IV	песок	6,11	85	ТПП «Белоярскнефтегаз»	110,98	0	22
Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова)														
1	1	1	77	1	82	Автомоби́льная доро́га на Куст 2	IV	песок	4,96	76	ТПП «Белоярскнефтегаз»	101,91	1	80
2	1	2	13	2	18	Автомоби́льная доро́га на Куст 2	IV	песок	4,94	73	ТПП «Белоярскнефтегаз»	102,17	2	15
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к.№13)														
1	1	8	75	8	82	Автомоби́льная доро́га на Куст 25	IV	песок	6,83	85	ТПП «Белоярскнефтегаз»	140,55	8	79
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова)														
1	1	1	24	1	29	Автомоби́льная доро́га на Куст 14	IV	песок	4,84	89	ТПП «Белоярскнефтегаз»	139,25	1	27
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)														
1	1	2	41	2	46	автомоби́льная доро́га на Куст 2	IV	песок	4,80	82	ТПП «Белоярскнефтегаз»	123,56	2	43
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №58 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова)														
1	1	2	03	2	08	Автомоби́льная доро́га на Куст 2	IV	песок	5,05	83	ТПП «Белоярскнефтегаз»	124,04	2	05
2	1	2	30	2	35	Тех. проезд к КУ 17	Б.к.	песок	5,42	18	ТПП «Белоярскнефтегаз»	122,37	2	33
3	1	2	88	2	95	Автомоби́льная доро́га на Куст 15	IV	песок	7,34	85	ТПП «Белоярскнефтегаз»	120,64	2	92
4	1	3	51	3	59	Тех. проезд к КУ 56	Б.к.	песок	7,85	67	ТПП «Белоярскнефтегаз»	118,03	3	55
5	1	17	83	17	88	Автомоби́льная доро́га на Куст 14	IV	песок	5,36	89	ТПП «Белоярскнефтегаз»	139,65	17	86
6	2	21	10	21	16	Автомоби́льная доро́га на Куст 14	IV	песок	6,51	82	ТПП «Белоярскнефтегаз»	134,66	21	13
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №1 (Инв. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до куста №1)														
1	1	2	44	2	48	Автомоби́льная доро́га на куст 1	IV	песок	3,68	86	ТПП «Белоярскнефтегаз»	107,24	2	46
Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ №32 (Инв. №24072722 Нефтегазопровод от куста №14 до т.вр.)														
1	1	0	39	0	44	Автомоби́льная доро́га на Куст 14	IV	песок	4,60	86	ТПП «Белоярскнефтегаз»	139,35	0	41
Инв. № подл.														
Подп. и дата														
Взам. инв. №														
<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>														
														Лист
														40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата									

№	Положение пересечения					Наименование дороги, место пересечения (км дороги)	Категория дороги	Вид покрытия	Ширина проезжей части (земляного полотна), м	Угол пересечения, град	Примечание: владелец, ТУ, согласования	Пикетаж места пересечения (ось дороги), отметка оси дороги		
	км	начало		конец								Н	ПК	+
		ПК	+	ПК	+									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	8 2	0	8 9	Автодорога на Куст14	IV	песок	7,13	85	ТПП «Белоярскнефтегаз»	138,48	0	85
Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.№17 до т.вр.)														
Пересечений нет														
Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтегазосборные сети от куста №2 до т.вр.)														
Пересечений нет														

Пересечение с категорированными автомобильными дорогами выполнено под углом 73-89°, что не нарушает требования п.10.4.2 СП 284.1325800.2016.

Угол пересечения с не категорированными дорогами не нормируется.

Глубина заложения трубопроводов от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра, в соответствии с требованием п. 10.4.6, 9.3.1 СП 284.1325800.2016, принята не менее 1,4 м. При размещении дорожного полотна на нулевых отметках или в выемках глубина до верхней образующей футляра до дна кювета, водоотводной канавы или дренажа принята не менее 0,5 м.

Прокладка проектируемых трубопроводов под автодорогами без усовершенствованного покрытия - подземная, выполняется открытым способом с устройством на время производства работ временной объездной дороги.

Прокладка осуществляется в защитном футляре с установкой на трубопроводе опорно-направляющих колец (спейсеров) и герметизацией концов кожуха диэлектрической манжетой. Диаметр футляра должен быть не менее 200 мм диаметра проектируемого трубопровода.

На переходах через автомобильные дороги принят футляр 325x10 мм для трубопровода 89x6 мм и футляр 426x10 мм для трубопровода 114x5 мм и 159x6 мм.

Согласно требованиям п.10.4.3 СП 284.1325800.2016 на переходах проектируемых трубопроводов через автодороги, концы футляров выводятся на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Схема перехода приведена на рисунке 8.1.

Конструкция защитного футляра приведена на рисунке 8.2.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							41

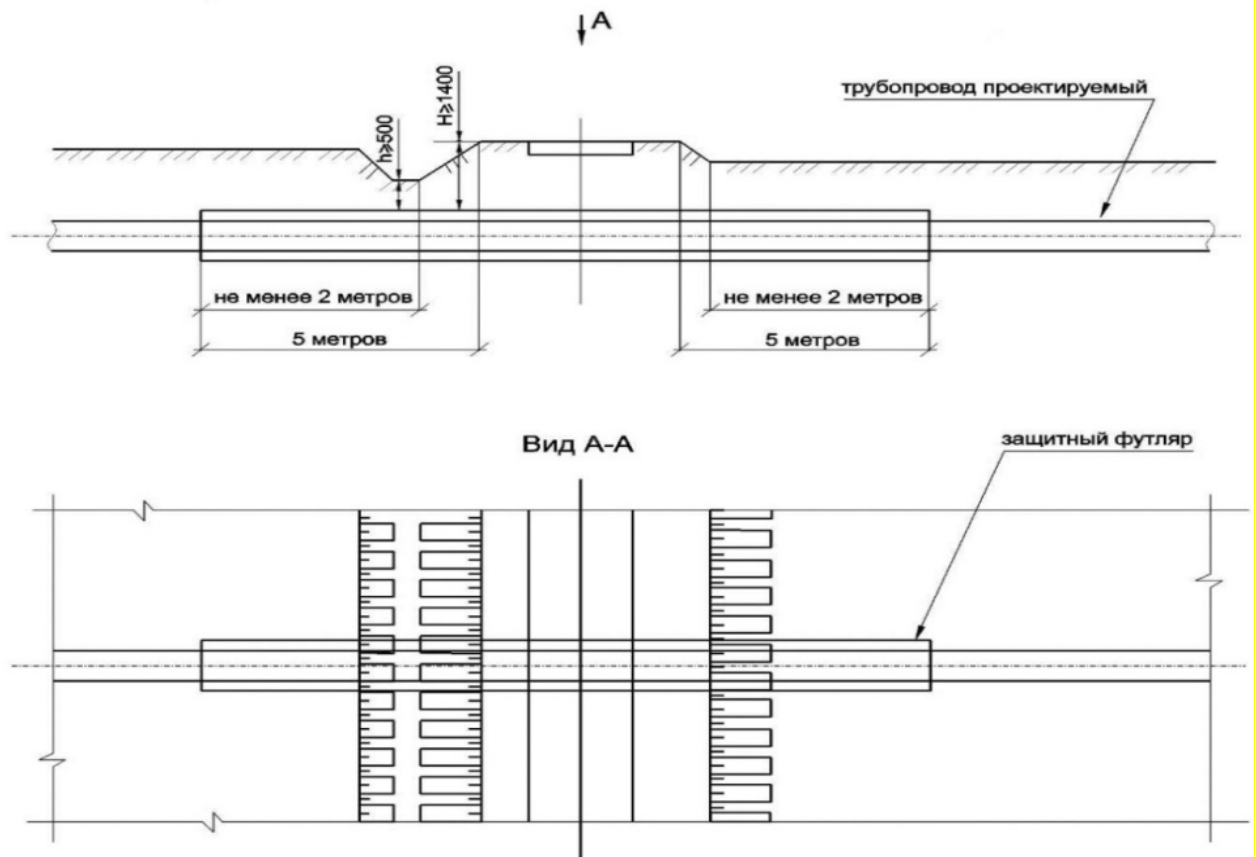


Рисунок 8.1 - Схема перехода трубопровода через автомобильные дороги

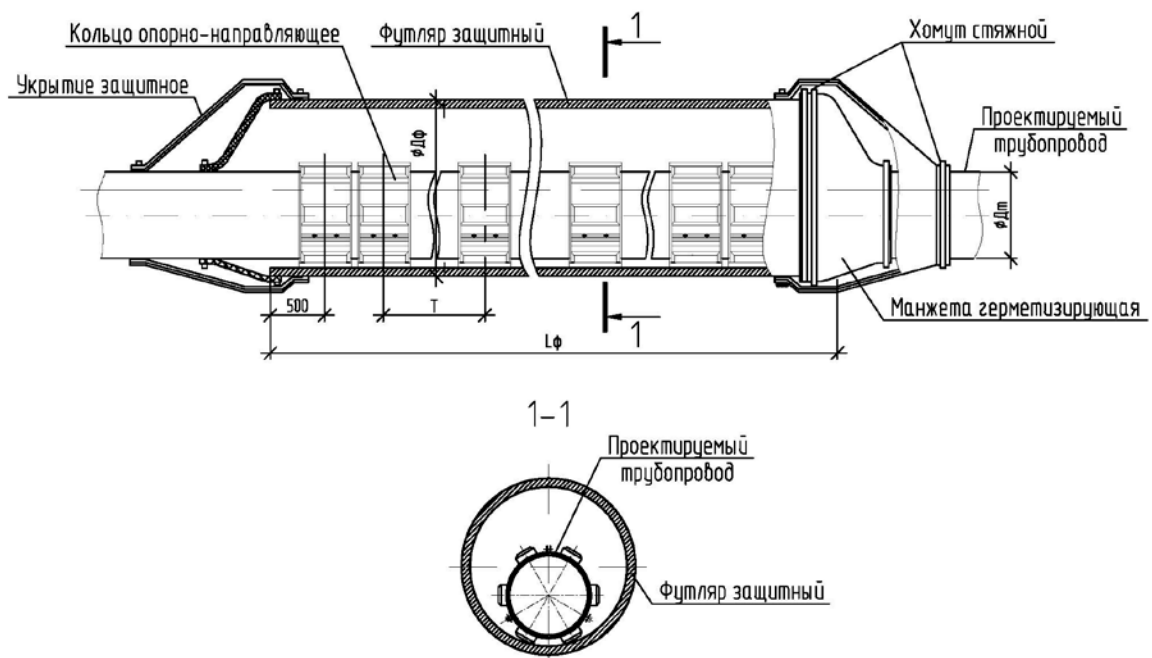


Рисунок 8.2 - Конструкция защитного футляра

Конструкция изоляционного покрытия защитных футляров приведена в п.9.1.

В начале и конце каждого пересечения установить информационные (линейные опознавательные) знаки с указанием ПК трассы проектируемого трубопровода. Оформление знаков выполняется согласно требованиям ГОСТ 12.4.026-2015.

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

10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ

Лист

42

## 8.2 Прокладка трубопроводов при пересечении с коммуникациями

Проектируемые трубопроводы пересекают существующие подземные коммуникации.

Ведомость пересечений проектируемых трубопроводов с подземными коммуникациями представлена в отчете по инженерным изысканиям 10-2946/20С1775-ИГДИ и в таблице 8.2.

Таблица 8.2 - Ведомость пересечений с коммуникациями

№	Положение пересечения			Данные о пересекаемых коммуникациях и пересечениях						Отметка земли, м
	км	ПК	+	Наименование	Угол пересечения, град	Материал трубы	Диаметр или сечение, мм	Глубина заложения до верха, м	Владелец	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)										
1	1	0	03	Водовод демонтаж	89	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,57
2	1	0	05	Водовод демонтаж	88	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,66
3	1	0	27	Нефтепровод	88	Ст.	219	1,1	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,14
4	1	0	99	Нефтепровод	89	Ст.	273	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	129,06
5	1	1	11	Нефтепровод	89	Ст.	426	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,8
6	1	1	73	Водовод демонтаж	89	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,39
7	1	2	22	Нефтепровод	55	Ст.	219	1,4	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,32
8	1	2	49	Нефтепровод	89	Ст.	219	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,18
9	1	3	48	Нефтепровод	88	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	126,6
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)										
1	1	0	07	Нефтепровод	84	Ст.	114	2,0	ТПП "Белоярскнефтегаз"	104,46
2	1	0	47	Водовод демонтаж	89	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	101,67
3	1	1	49	Нефтепровод	88	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	101,20
4	1	1	67	Водовод демонтаж	89	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	101,27
5	3	21	54	Водовод демонтаж	60	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	112,07
6	3	22	59	Водовод демонтаж	60	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	111,98
Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)										
1	1	0	80	Водовод демонтаж	61	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	110,48
Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова)										
1	1	0	13	Нефтепровод	61	Ст.	273	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	100,66
1	1	0	24	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №58	62	-	-	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"	100,54
1	1	0	37	Нефтепровод	60	Ст.	273	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	100,47
1	1	2	51	Водовод демонтаж	61	Ст.	114	1,9	ТПП "Белоярскнефтегаз"	102,29
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к№13)										
1	1	7	18	Нефтепровод	59	Ст.	219	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	138,64
2	1	8	47	Нефтепровод	89	Ст.	219	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	140,03
3	1	9	31	Нефтегазосборный трубопровод от Куста №14бис до т.вр. Куста №14бис.	85	-	-	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"	139,17
4	1	9	36	Низконапорный водовод от т.вр. Куста №14бис до Куста №14бис	85	-	-	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"	139,13
5	1	9	81	Нефтепровод	88	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	138,51
6	3	20	41	Нефтепровод	63	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	139,61
7	3	21	41	Нефтепровод	87	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	137,08
8	3	21	52	Водовод демонтаж	87	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	136,89
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к№14 м.Виноградова)										
1	1	0	18	Нефтепровод	60	Ст.	219	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	135,01
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)										
	1	0	15	Водовод демонтаж	85	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	128,16
	1	0	19	Нефтепровод	88	Ст.	219	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	127,98
	1	0	34	Водовод демонтаж	85	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	127,97
	1	0	52	Водовод демонтаж	82	Ст.	219	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	127,98
Инв. № подл.										Лист
										43
Подп. и дата										
Взам. инв. №										
<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>										
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

№	Положение пересечения			Данные о пересекаемых коммуникациях и пересечениях						Отметка земли, м
	км	ПК	+	Наименование	Угол пересечения, град	Материал трубы	Диаметр или сечение, мм	Глубина заложения до верха, м	Владелец	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1	1	97	Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) ш.10-2946	80	-	-	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"	124,41
5	1	2	02	Нефтепровод демонтаж	85	Ст.	114	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	124,17
6	1	2	74	Нефтепровод	46	Ст.	114	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	121,78
7	1	3	09	Водовод	84	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	120,79
8	1	3	24	Нефтепровод	87	Ст.	219	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	119,87
9	1	3	55	Водовод	71	Ст.	219	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	118,37
10	1	3	76	Нефтепровод	72	Ст.	273	1,5	ТПП "Белоярскнефтегаз"	117,70
11	1	3	92	Нефтепровод	70	Ст.	273	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	117,45
12	1	4	63	Нефтепровод	60	Ст.	273	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	116,12
14	1	19	60	Водовод	81	Ст.	114	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	100,64
15	1	19	70	Водовод на Куст №2	62	-	-	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"	100,54
16	2	20	96	Нефтепровод	87	Ст.	273	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	100,12
17	2	21	02	Водовод демонтаж	87	Ст.	219	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	100,08
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №58 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова)										
1	1	1	75	Нефтепровод	83	Ст.	114	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	124,90
2	1	2	76	Водовод10-2944.2/20С1775 смежный проект ООО"НИПИ"НГП", 2022	82	-	-	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"	120,45
3	1	17	51	Нефтепровод	87	Ст.	219	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	139,92
4	1	17	63	Водовод демонтаж	87	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	140,22
5	1	18	21	Нефтепровод	89	Ст.	219	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	140,02
6	1	18	36	Водовод демонтаж	85	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	140,22
7	1	18	48	Нефтепровод	83	Ст.	219	1,3	ТПП "Белоярскнефтегаз"	140,16
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №1 (Инв. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до куста №1)										
1	1	1	07	Нефтепровод	84	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	101,19
Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ№32 (Инв. №24072722 Нефтегазосборные сети от куста №14 до т.вр.)										
1	1	2	20	Водовод дем.	75	Ст.	159	1,2	ТПП "Белоярскнефтегаз"	140,30
Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.№17 до т.вр.)										
Пересечения отсутствуют										
Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтегазосборные сети от куста №2 до т.вр.)										
1	2	12	07	Нефтепровод	76	Ст.	273	1,2	ТПП «Белоярскнефтегаз»	122,17
2	2	12	34	Нефтепровод	83	Ст.	273	1,2	ТПП «Белоярскнефтегаз»	123,16
3	2	12	45	Водовод	84	Ст.	219	1,2	ТПП «Белоярскнефтегаз»	123,44
4	2	12	60	Водовод	83	Ст.	159	1,2	ТПП «Белоярскнефтегаз»	123,81
5	2	12	72	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №58	80	-	-	-	ТПП «Белоярскнефтегаз»	124,41

При пересечении коммуникаций проектируемый трубопровод прокладывается ниже или выше пересекаемого трубопровода с обеспечением расстояния в свету между трубами не менее 350 мм под углом не менее 60° в соответствии с требованиями п.8.3. СП 284.1325800.2016.

Земляные работы в полосе, ограниченной расстоянием 2,0 м в обе стороны от пересекаемых промысловых трубопроводов и не менее 1 м над верхом коммуникации в соответствии с требованиями с СП 45.13330.2017 должны производиться вручную.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
							44



Укладку проектируемых трубопроводов при прохождении ниже пересекаемого трубопровода, необходимо выполнять с применением трубокладчиков и с использованием мягких полотенец или способом протаскивания, с обязательной футеровкой деревянными рейками наружной поверхности трубопровода во избежание повреждения изоляции.

Заглубление проектируемых трубопроводов под существующими коммуникациями выполняется укладкой труб в спрофилированную траншею по кривым с радиусами в пределах упругой деформации без применения стандартных отводов.

Для проезда строительной техники через действующие трубопроводы на момент строительства устраиваются временные проезды, конструкция проезда приведена на рисунке 8.3.

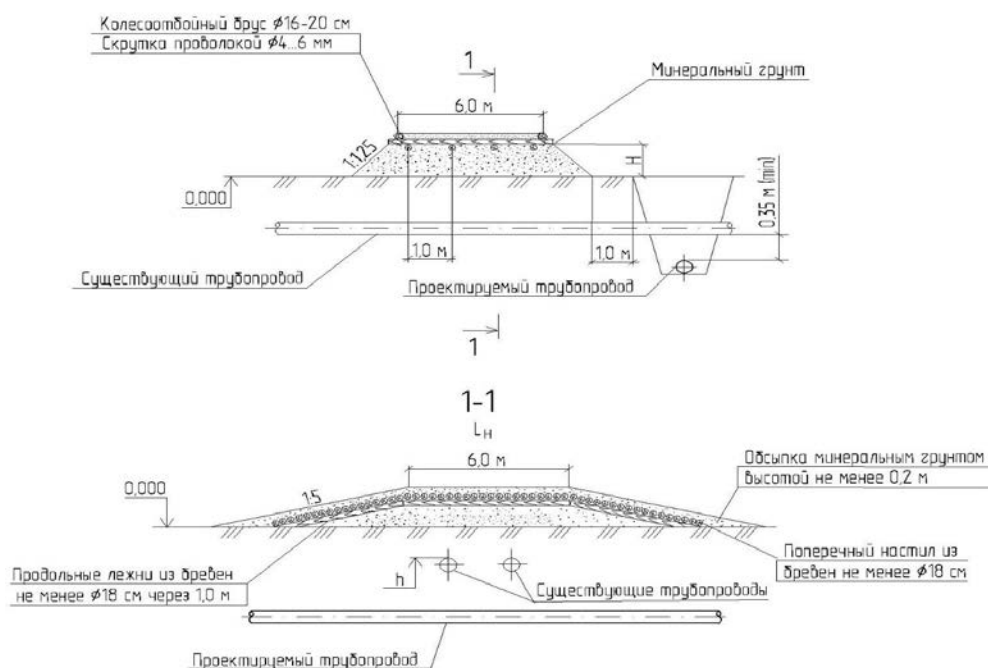


Рисунок 8.3 - Схема проезда через коммуникации

Проезд представляет собой насыпь из уплотненного грунта шириной 6 м со сплошным настилом из брусен диаметром от 18 до 20 см, скрепленных между собой. По краям настила устанавливаются ограничительные брусья. Поверх настила отсыпается слой минерального грунта не менее 20 см. Расстояние в свету от настила до верхней образующей пересекаемого трубопровода должно быть не менее 1,5 м.

По трассе проектируемых трубопроводов на переходах через существующие коммуникации устанавливаются опознавательные знаки.

При пересечении строящегося трубопровода с подземной коммуникацией производство строительно-монтажных работ допускается при наличии письменного разрешения организации, эксплуатирующей эту коммуникацию, и в присутствии ее представителя.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							45

Место пересечения проектируемых трубопроводов с существующими обозначаются аншлагом с указанием диаметра, давления, километра, глубины залегания, владельца, телефона диспетчерских служб.

Пересекаемые недействующие трубопроводы необходимо демонтировать до строительства проектируемого трубопровода.

### 8.3 Пересечения с воздушными линиями электропередач

Проектируемые трубопроводы пересекают воздушные линии электропередач напряжением 10 кВ, кабельные и технологическую эстакады.

Ведомость пересечений проектируемых трубопроводов с воздушными линиями электропередач и кабельными эстакадами представлена в отчете по инженерным изысканиям 10-2946/20С1775-ИГДИ и в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - Ведомость пересечений с ВЛ

№	Положение по трассе			Наименование, напряжение, направление	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы				Отметки проводов и земли в точке пересечения		Примечание: владелец, ТУ, согласования
	км						левая опора		правая опора		земля	н.пр.	
							№	расст., м	№	расст., м			
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова)													
1	1	2	72	Каб.эстакада 0.4кВ	89	-	-	-	-	-	126,85	129,85	ТПП "Белоярскнефтегаз"
2	1	2	76	Каб.эстакада 0.4кВ	89	-	-	-	-	-	126,50	129,50	ТПП "Белоярскнефтегаз"
3	1	2	94	ВЛ 10кВ ф-3	88	3	21	14,95	б/н	41,47	125,85	134,35	ТПП "Белоярскнефтегаз"
4	1	3	06	ВЛ 10кВ ф-14	88	3	20	39,64	21	10,23	125,84	134,34	ТПП "Белоярскнефтегаз"
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова)													
1	1	0	13	ВЛ 10кВ ф.18	86	3	б/н	30,64	б/н	19,58	104,26	112,26	ТПП "Белоярскнефтегаз"
2	1	0	23	ВЛ 10кВ ф.15	87	3	б/н	30,09	б/н	33,78	104,08	112,08	ТПП "Белоярскнефтегаз"
3	1	5	48	Проект. ВЛ-6кВ №2 ш.10-2944.2	68	-	-	-	-	-	116,00	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"
4	1	5	70	Проект. ВЛ-6кВ №1 ш.10-2944.2	87	-	-	-	-	-	117,13	-	ТПП "Белоярскнефтегаз"
Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)													
1	1	0	42	ВЛ 10кВ ф.7	89	3	66	15,22	65	40,69	110,85	119,35	ТПП "Белоярскнефтегаз"
2	1	0	52	ВЛ 10кВ ф.8	89	3	69	15,20	68	40,25	110,61	119,11	ТПП "Белоярскнефтегаз"
3	2	10	21	ВЛ 10кВ	63	3	17-3	15,65	17-2	43,25	104,30	112,90	ТПП "Белоярскнефтегаз"
Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова)													
Пересечения отсутствуют													
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к.№13)													

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							46

№	Положение по трассе			Наименование, напряжение, направление	Угол пересечения, град	Кол-во проводов	№ опор, тип и расстояние от оси трассы				Отметки проводов и земли в точке пересечения		Примечание: владелец, ТУ, согласования
	км						левая опора		правая опора		земля	н.пр.	
							№	расст., м	№	расст., м			
1	1	9	04	ВЛ 10кВ ф-9	85	3	43	33,45	42	26,64	139,94	147,94	ТПП "Белоярскнефтегаз"
1	1	9	14	ВЛ 10кВ ф-10	85	3	42	54,69	41	5,28	139,56	148,06	ТПП "Белоярскнефтегаз"
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова)													
Пересечения отсутствуют													
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)													
1	1	3	04	ВЛ 10кВ ф.7	86	3	6	14,02	5	35,06	120,96	128,96	ТПП "Белоярскнефтегаз"
2	1	3	78	ВЛ 10кВ ф.8	71	3	5	23,03	6	23,98	117,70	126,20	ТПП "Белоярскнефтегаз"
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №58 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова)													
1	0.55	5	49	ВЛ 10кВ ф-7	89	3	6	36,43	7	11,15	107,75	115,75	ТПП "Белоярскнефтегаз"
2	0.56	5	58	ВЛ 10кВ ф-8	89	3	6	37,32	5	10,96	107,45	115,65	ТПП "Белоярскнефтегаз"
3	1.8	18	01	ВЛ 10кВ ф-10	89	3	2	23,83	1	29,88	138,60	147,20	ТПП "Белоярскнефтегаз"
4	1.81	18	13	ВЛ 10кВ ф-9	89	3	2	23,89	1	30,07	138,42	146,72	ТПП "Белоярскнефтегаз"
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №1 (Инв. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до куста №1)													
1	1	1	93	ВЛ 10кВ ф.18	58	3	1	21,15	2	23,08	103,17	110,17	ТПП "Белоярскнефтегаз"
1	1	2	04	ВЛ 10кВ ф.15	58	3	2	34,74	3	13,71	104,12	112,62	ТПП "Белоярскнефтегаз"
Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ №32 (Инв. №24072722 Нефтегазопровод от куста №14 до т.вр.)													
Пересечения отсутствуют													
Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ №54 (Инв. №24084085 Нефтегазопровод от к.№17 до т.вр.)													
Пересечения отсутствуют													
Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтегазопровод от куста №2 до т.вр.)													
1	1	0	19	ВЛ 10кВ ф.8	83	3	33	22,00	34	19,51	106,28	113,78	ТПП «Белоярскнефтегаз»
1	1	0	30	ВЛ 10кВ ф.7	82	3	34	9,00	35	21,34	106,80	114,80	ТПП «Белоярскнефтегаз»

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							47

Пересечения с линиями электропередач выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ п. 2.5.287...2.5.290.

Охранная зона электрических сетей по обе стороны от крайних проводов для линий напряжением ВЛ 6, 10 кВ составляет 10 м.

В пределах охранной зоны ВЛ предусматриваются плакаты, указывающие местоположение и глубину заложения трубопровода, адрес эксплуатирующей организации.

Угол пересечения ВЛ 6, 10 кВ с подземными трубопроводами не нормируется.

Земляные работы при пересечении проектируемого трубопровода с существующими ВЛ в охранных зонах следует производить по наряду-допуску в присутствии представителя организации, в ведении которой находятся указанные коммуникации.

Расстояние от трубопровода до фундамента опор воздушных линий до 1 кВ (кабельные эстакады) принято не менее 1,5 м, согласно табл.5 СП 155.13130.2014. Угол пересечения с кабельной эстакадой выполнен под углом не менее 30° согласно п.6.20 СП 18.13330.2019.

#### 8.4 Пересечения с водными преградами

Проектируемые трубопроводы пересекают водные преграды.

Ведомость пересечений проектируемых трубопроводов с водными преградами представлена в отчете по инженерным изысканиям 10-2946/20С1775-ИГДИ и в таблице 8.4.

Таблица 8.4 - Ведомость пересечений с водных преград

№	Положение пересечения					Название	Ширина, м	Глубина, м	Отметка уреза воды, м	Мин. отметка дна, м	Угол пересечения, град.	Место пересечения		
	км	начало		конец								Н	ПК	+
		ПК	+	ПК	+									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)														
Пересечения отсутствуют														
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к№181 м.Виноградова)														
Пересечения отсутствуют														
Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)														
Пересечения отсутствуют														
Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова)														
Пересечения отсутствуют														
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к№13)														
Пересечения отсутствуют														
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к№14 м.Виноградова)														
Пересечения отсутствуют														

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

10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ



В соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016 п.10.2.6 и ВСН 010-88 подводный переход запроектирован с заглублением в дно не менее 0,5 м от линии предельного прогнозируемого размыва дна, но не менее 1,0 м от дна до верха трубы.

Укладка трубопровода производится с бровки траншеи. Разработка и засыпка траншеи осуществляется одноковшовыми экскаваторами.

Строительство перехода через водную преграду ведется силами генподрядной организации, линейными бригадами по типовым проектам производства работ.

При строительстве подводного перехода трубопровода траншейным способом водотоки подвергаются воздействию строительной техники при разработке подводных и береговых траншей. Наиболее характерными последствиями при строительстве подводных переходов являются:

- нарушение берегов водных преград, частичное нарушение рельефа;
- повреждение русла проток;
- нарушение растительности на берегах водоемов;
- загрязнение местности отходами строительного производства;
- взмучивание и нарушение мест корма рыб в водоемах.

Некоторые воздействия являются кратковременными (взмучивание, нарушение мест корма рыб) и прекращаются с окончанием строительных работ, последствия от других воздействий подлежат естественному восстановлению.

Для уменьшения воздействия на водоток при строительстве трубопроводов в проекте приняты следующие мероприятия:

- засыпка берегов траншей с превышением над естественным уровнем поверхности земли для восстановления рельефа после естественного уплотнения грунта засыпки;
- выполнение строительно-монтажных работ должно осуществляться, как правило, в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный береговой покров;
- выполнение рекультивационных работ.

Согласно отчету инженерных изысканий шифр 10-2946/20С1775-ТГМИ приложение И скорость течения р. Ханжангхулсоим составляет от 0,002 до 0,98 м/с в течении года в зависимости от уровня воды. Согласно требованиям СП 100.13330.2016 в проектной документации принято укрепление берегов р. Ханжангхулсоим.

Для укрепления береговых склонов согласно требованиям ГОСТ Р 55990-2014 п.10.1.17, предотвращения размыва береговой траншеи на переходе проектируемого трубопровода через пересекаемый водоток проектной документацией предусматриваются берегоукрепительные работы путем монтажа геотехнических решеток полиэтиленовых. Георешетки закрепляются на откосах с применением инвентарных штырей (деревянных кольев). Перед закреплением

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	

георешеток насыпной грунт откоса уплотняется проходами гусеничной техники и планируется. Ячейки заполняют растительным грунтом, после чего штыри (колья) демонтируются и используются для закрепления последующих модулей георешеток. Укрепление откосов начинают с подошвы откоса, на которой размещают нижнюю георешетку. Примыкающие к откосу ячейки частично врезают в откос и закрепляют штырями.

Общая ширина полосы берегоукрепления принимается по ширине раскрытой траншеи и не менее 5 м с обеих сторон. Объем берегоукрепительных работ приведен в таблице 7.9.1.

Таблица 8.4.1 - Объемы берегоукрепительных работ при строительстве трубопроводов

Наименование водотока	Площадь береговых укреплений, м <sup>2</sup>	Потребное количество георешеток, шт.	Растительный грунт, м <sup>3</sup>
Р.Ханжангхулсоим ПК4+33	200,0	14	30,0

За сооружениями инженерной защиты (берегоукреплением) предусмотрен визуальный мониторинг (осмотр) не реже чем два раза в год, в весенний и осенний период согласно требованиям СП 104.13330.2016 п.10.

На обоих берегах пересекаемого проектируемым трубопроводом водотока необходимо установить опознавательные-предупреждающие знаки (аншлаги).

Решения по изоляции проектируемых трубопроводов на переходе через водоток аналогичны решениям для прилегающих участков.

В соответствие с требованиями СП 284.1325800.2016 в пределах границы ГВВ 1 % обеспеченности проектом выполнен расчет против всплытия трубопровода, результаты расчета приведены п.5.4.

Нагрузки на гидрологические составляющие приведены в разделе «Мероприятия по охране окружающей среды».

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							51

## 9 Защита трубопроводов от коррозии

### 9.1 Изоляция трубопровода

Защита проектируемых трубопроводов от почвенной коррозии предусматривается с помощью заводского наружного полиэтиленового покрытия усиленного типа в соответствии с конструкцией № 1 табл.1 ГОСТ Р 51164-98.

Для труб с заводским наружным антикоррозионным покрытием для защиты наружных сварных стыков предусмотрены термоусаживающиеся манжеты.

Защита от почвенной коррозии футляров предусматривается в трассовых (базовых) условиях полимерными лентами усиленного типа в соответствии с конструкцией № 15 табл.1 ГОСТ Р 51164-98.

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

Для защиты проектируемых трубопроводов от внутренней коррозии проектной документацией предусматривается применение труб с внутренним противокоррозионным покрытием на основе эпоксидной порошковой краски.

Защита соединительных деталей от внутренней коррозии на узлах запорной арматуры и по трассе предусмотрена аналогично покрытию на трубы.

Для внутренней защиты сварных швов от коррозии применены защитные втулки.

Соединительные детали и ответные фланцы, на которые наносится покрытие, представляют собой конструкцию, на концах которых приварены катушки.

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

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция наносится на 0,5 м ниже поверхности земли. На прямых участках до и после задвижек предусмотреть в теплоизоляции закрывающиеся окна, позволяющие проводить дефектоскопию.

Состав теплоизоляции на надземных участках и выходах трубопроводов на поверхность по трассе – маты минераловатные прошивные МП-100-1000.500.60 по ГОСТ 21880-2011.

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

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

Теплоизоляционный и покровный слои крепятся бандажами из оцинкованной ленты.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				



Подземные участки теплоизоляции необходимо покрыть лентой «Полилен 40-ЛИ-63-450x170» ТУ 2245-003-01297859-99 в один слой для гидроизоляции или другой липкой лентой.

Перед нанесением тепловой изоляции на трубопровод наносится:

- грунтовка ГФ-021 по ГОСТ 25129-2020 в один слой;
- эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 в два слоя.

Контроль качества и сплошности изоляционного покрытия рекомендуется проводить в соответствии с п.6.2 ГОСТ Р 51164-98, ВСН 012-88.

## 9.2 Электрохимзащита

В соответствии с п.9.9.2 СП 284.1325800.2016 для защиты от наружной коррозии необходимо и достаточно применять защитные полимерные покрытия усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Результаты оценки агрессивности грунтов по месторождениям Западной Сибири показывают, что скорость наружной коррозии на трубопроводах составляет от 0,08 до 0,25 мм в год. Данные аварийности трубопроводов на месторождениях Западной Сибири по причине наружной коррозии показывают, что доля таких аварий от общего их числа составляет доли процента.

Учитывая гарантированный заводом срок эксплуатации изоляционного покрытия не менее 10 лет, применение электрохимической защиты проектируемого трубопровода нецелесообразно из-за существенного повышения приведенных затрат при незначительном повышении уже достаточно высокого уровня пассивной защиты от коррозии.

Принятое изоляционное покрытие обеспечивает безопасную эксплуатацию проектируемых трубопроводов.

В соответствии с п.9.9.2 СП 284.1325800.2016, п.3.7 ГОСТ Р 51164-98 и данными отчета по материалам изысканий по агрессивности грунтов для защиты от наружной коррозии трубопроводов необходимо и достаточно применять защитные полимерные покрытия нормального и усиленного типа по ГОСТ Р 51164-98.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						53
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	



Конструкция инвентарных заглушек, если они предусмотрены условиями поставки, должна обеспечивать надежное крепление их на трубе и в то же время не приводить к повреждениям внутреннего изоляционного покрытия.

При обнаружении случайных повреждений этого покрытия необходимо предпринять незамедлительные меры по его восстановлению.

Участок трубопровода или секцию, сразу же после очистки закрыть временными заглушками.

## 10.2 Испытания трубопроводов

Испытания на прочность и проверку на герметичность предусматривается пневматическим способом (инертным газом или воздухом), кроме ответственных участков, которые на первом этапе испытываются только гидравлическим способом.

Испытания на прочность и проверка на герметичность выполняются согласно п.24.15 СП 284.1325800.2016 и СП 411.1325800.2018.

Величина испытательного давления на прочность нефтегазосборных трубопроводов составляет  $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=4,4$  МПа при  $P_{раб.}=4,0$  МПа.

Величина испытательного давления на прочность нефтегазосборных трубопроводов составляет  $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=2,75$  МПа при  $P_{раб.}=2,5$  МПа.

При проведении гидроиспытаний ответственных участков трубопроводов при температуре окружающей среды ниже 0 °С, для предотвращения замерзания, используются жидкости с пониженной температурой замерзания. Технология приготовления и утилизации жидкости должна быть указана в специальной инструкции по испытанию.

Проверку на герметичность необходимо проводить после испытания на прочность и снижения давления до максимального рабочего и его выдержки в течении периода времени не менее 12 ч.

Подъем давления при испытании трубопровода должен производиться в соответствии с требованиями ВСН 005-88 и СП 411.1325800.2018.

Величины испытательного давления нефтегазосборных трубопроводов приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 - Величины испытательного давления нефтегазосборных трубопроводов на прочность

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			Наименование участков трубопроводов	Принятая категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания и давление (продолжительность.)	
			Узлы линейной запорной арматуры	II	I этап – до укладки и крепления на опорах	Гидравлический $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб.}=5,0$ МПа (6 часов)	
					II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.}=4,4$ МПа (12 часов)	
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>				55
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Наименование участков трубопроводов	Принятая категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания и давление (продолжительность.)
Автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	I этап – после укладки	Гидравлический $P_{исп.}=1,5 \cdot P_{раб.} = 6,0$ МПа (6 часов)
		II этап – одновременно с испытанием трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 4,4$ МПа (12 часов)
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м от пересечения	II	I этап – до укладки	Гидравлический $P_{исп.}=1,5 \cdot P_{раб.} = 6,0$ МПа (6 часов)
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 4,4$ МПа (12 часов)
Остальные участки, кроме указанных выше	все	В один этап одновременно со всем трубопроводом	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 4,4$ МПа (12 часов)

Величины испытательного давления низконапорных водоводов приведены в таблице 10.2.

Таблица 10.2 - Величины испытательного давления низконапорных водоводов на прочность

Наименование участков трубопроводов	Принятая категории участков	Этапы испытания на прочность	Способ испытания и давление (продолжительность.)
Узлы линейной запорной арматуры	II	I этап – до укладки и крепления на опорах	Гидравлический $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб.} 3,2$ МПа (6 часов)
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 2,75$ МПа (12 часов)
Автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги	II	I этап – после укладки	Гидравлический $P_{исп.}=1,5 \cdot P_{раб.} = 3,75$ МПа (6 часов)
		II этап – одновременно с испытанием трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 2,75$ МПа (12 часов)
Пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м от пересечения	II	I этап – до укладки	Гидравлический $P_{исп.}=1,5 \cdot P_{раб.} = 3,75$ МПа (6 часов)
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 2,75$ МПа (12 часов)
Переходы трубопроводов через несудоходные реки, с поймами по ГВВ 10 % обеспеченности и участками протяженностью 1000 м от ГВВ 10 %.	II	I этап – после укладки	Гидравлический $P_{исп.}=1,25 \cdot P_{раб.} 3,2$ МПа (6 часов)
		II этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 2,75$ МПа (12 часов)
Остальные участки, кроме указанных выше	все	В один этап одновременно со всем трубопроводом	Пневматический $P_{исп.}=1,1 \cdot P_{раб.} = 4,4$ МПа (12 часов)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							56

Необходимый объем воды при проведении гидроиспытаний приведен в таблице 10.3.

Таблица 10.3 - Объемы воды для проведения гидроиспытаний

Наименование участка	Объем воды, м <sup>3</sup>
Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтегазопроводы от куста №2 до т.вр.)	20,83
Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ№32 (Инв. №24072722 Нефтегазопроводы от куста №14 до т.вр.)	2,29
Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.№17 до т.вр.)	21,69
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова)	24,40
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова)	28,54
Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)	10,13
Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова)	3,83
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова)	3,27
Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к.№13)	19,39
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова)	56,69
Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №58 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова)	41,76
Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №1 (Инв. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до куста №1)	1,33
Итого	234,15

Решения по использованию воды при гидроиспытании приведены в томе 5.

В соответствии с Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» перед началом продувки и при пневматических испытаниях (п. 902) и (п. 903) при гидравлических испытаниях, должны быть определены и обозначены знаками опасные зоны, в которых запрещено находиться людям во время указанных работ. Зоны безопасности при очистке и испытаниях трубопровода приведены в таблице 10.4, 10.5.

Таблица 10.4 - Зоны безопасности при пневматических испытаниях трубопроводов

Способ испытания		
Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
До 300	40	100

Таблица 10.5 - Зоны безопасности при гидравлических испытаниях трубопроводов

Способ испытания

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
							57



# 11 Программа комплексного опробования

## 11.1 Назначение комплексного опробования

Комплексное опробование систем и оборудования - проверка, регулировка и обеспечение совместной и взаимосвязанной работы систем и оборудования в предусмотренном проекте технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом систем и оборудования на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим (по СП 75.13330.2011).

Проверка работоспособности законченного строительством объекта на проектных режимах.

Началу комплексного опробования должны предшествовать:

- завершение строительно-монтажных работ,
- испытания систем на прочность и плотность,
- индивидуальные испытания оборудования и систем.

Комплексное опробование законченного строительства объекта проводится силами заказчика под руководством председателя рабочей комиссии в соответствии с требованиями СП 68.13330.2017. Результатом комплексного опробования является стабильное функционирование промышленных трубопроводов.

## 11.2 Основные положения комплексного опробования

До даты начала подключения и заполнения линейного трубопровода рабочей средой должны быть завершены и приняты рабочими комиссиями с оформлением соответствующих актов линейные объекты: собственно трубопровод с переходами через естественные и искусственные препятствия, с линейными задвижками.

Работы по заполнению рабочей средой и комплексному опробованию проводятся под руководством заказчика.

Подлежащие приемке объекты и сооружения до начала комплексного опробования должны быть укомплектованы эксплуатационным персоналом и обеспечены необходимой оперативной (эксплуатационной) документацией; на этих объектах должны быть созданы условия труда в соответствии с требованиями охраны труда, промышленной безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии. Вводимые в эксплуатацию объекты должны быть оборудованы штатными средствами пожаротушения, средствами экологического контроля сброса, выбросов, утечек загрязняющих веществ, а также средствами связи и системой оповещения на случай возможного возникновения чрезвычайных ситуаций.

Объекты и сооружения до комплексного опробования должны быть обеспечены энергоресурсами, водой, ЗИП и другими средствами, необходимыми для их нормального функционирования. Указанные потребности в материалах удовлетворяет заказчик, при этом они

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

должны соответствовать объемам, указанных в проектной документации и соответствующих инструкциях.

В процессе комплексного опробования выполняют: заполнение трубопроводов рабочей средой, проверку, регулировку и совместную взаимосвязанную работу оборудования и обслуживающих систем на холостом ходу, работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим в течение 72 ч.

Комплексное опробование осуществляется заказчиком с привлечением подрядчика.

Оперативное устранение дефектов, выявленных в ходе проведения комплексного опробования, входит в обязанности подрядчика, допустившего брак.

Количество эксплуатационного персонала и технических ресурсов при проведении комплексного опробования, а также режим работы объекта (включая рабочие параметры, продолжительность, состав и свойства испытательной среды, ограничения по температурам и др.) определяются в соответствии с программой комплексного опробования, разработанной заказчиком применительно к данному объекту. Контроль за соблюдением рабочих параметров возлагается на заказчика. При осуществлении комплексного опробования оборудования на объектах, являющихся источниками загрязнения атмосферного воздуха, должно быть обеспечено проведение лабораторных исследований качества атмосферного воздуха в зоне влияния выбросов объекта в соответствии с утвержденной заказчиком программой. Результаты данных лабораторных исследований являются обязательной составной частью документов приемочной комиссии.

Выявляемые в процессе комплексного опробования дополнительные работы, не предусмотренные проектной документацией, должны выполняться строительно-монтажной организацией по дополнительному договору. При этом на дополнительные работы заказчиком разрабатывается проектная документация и устанавливается срок завершения работ и ввода объекта в эксплуатацию.

Дефекты технологического оборудования и труб, выявленные в процессе комплексного опробования или ранее, должны быть устранены поставщиком оборудования по рекламации заказчика до оформления акта приемки объекта в эксплуатацию.

### 11.3 Безопасное проведение комплексного опробования

11.3.1 Безопасное проведение комплексного опробования нефтегазосборных трубопроводов

В состав нефти и попутного газа входят углеводороды метанового ряда, образующие с воздухом взрывоопасные смеси.

Нижний концентрационный предел распространения пламени нефти – 1,2 % (объемная доля), верхний – 8% (объемная доля) согласно ГОСТ 31610.20-1-2020. Низкий нижний концентрационный предел распространения пламени нефти является основной характеристикой

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						60
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	



производства по взрывопожароопасности, что свидетельствует о возможности быстрого образования взрывоопасных концентраций в случае нарушения герметичности в аппаратах и коммуникациях.

С санитарно-гигиенической стороны производство характеризуется тем, что нефтяной газ и нефть оказывает вредное воздействие на организм человека. Нефтепродукты токсичны, обладают наркотическими и удушающими воздействиями, по степени воздействия относятся к III классу. Острое отравление парами нефтепродуктов может привести к длительной потере сознания, при непринятии мер к спасению, может привести к смерти. Нефтепродукты оказывают вредное воздействие на кожу человека.

При частом повторении это может привести к кожным заболеваниям: экземе, дерматиту и т.д. Особенно опасно попадание нефтепродуктов на слизистые оболочки носа, глаз, рта. Это вызывает высушивание слизистой оболочки, а иногда и кровотечение. Кроме того, технологический процесс протекает при высоком давлении, что повышает опасность ведения процесса, т.е. возможно возникновение аварийной ситуации. В процессе применяются метанол, ингибитор коррозии, в состав которого входит метанол (ЯД).

При пожаре необходимо:

- вызвать пожарную команду, скорую помощь, сообщить начальнику смены ЦИТС, начальнику цеха, оповестить ответственных лиц в соответствии со списком;
- перекрыть поступление нефти;
- отключить при необходимости электроэнергию, остановить агрегаты, перекрыть коммуникации, прекратить все работы на объекте в пожароопасной зоне, кроме работ, связанных с ликвидацией пожара;
- принять меры по ликвидации пожара первичными средствами пожаротушения.

Для безопасного ведения процесса и безопасной организации условий труда необходимо соблюдение следующих основных правил:

- строгое соблюдение норм технологического режима;
- обеспечение максимальной герметизации оборудования и коммуникаций;
- своевременное предупреждение и устранение всех неполадок;
- обеспечение надежного контроля за производственным процессом, сигнализацией и связью;
- применение защиты от электротока и от разрядов статического электричества;
- наличие необходимых для процесса сырья и реагентов;
- строгое соблюдение обслуживающим персоналом инструкций, согласно перечня утвержденного главным инженером ТПП.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							61

## 11.4 Порядок действия проведения комплексного опробования

При начале проведения комплексного опробования информируются все заинтересованные службы ТПП «Белоярскнефтегаз» о начале работ. Проводится контроль технического состояния трубопроводов, выполняется наружный осмотр. Осмотр проводится лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов. Контролируются показания манометров (в АГЗУ, на узлах запорной арматуры и др.) по которым осуществляется контроль за давлением в трубопроводах согласно норм Технологического регламента. Проверка давлений в трубопроводах возможна по показаниям системы телемеханики.

Если при осмотре трубопроводов обнаружены не плотности разъемных соединений, то в нем снижают давление до атмосферного и устраняют дефекты с остановкой трубопровода.

При проведении испытаний и выявлении повреждений трубопроводов, все повреждения немедленно устраняются, с внесением информации об их устранении в паспорт.

### 11.4.1 Порядок действия проведения комплексного опробования для нефтегазосборных трубопроводов

При первоначальном пуске осуществляется вытеснение воздуха из трубопровода с целью недопущения возможных образований взрывоопасных смесей. Первоначальное заполнение системы трубопроводов осуществляется газодонефтяной эмульсией. Заполнение производится последовательно по цепочке с одновременным вытеснением воздуха из полости трубопровода, через воздушники. Одновременно служба КИПиА производит настройку и включение в работу приборов давления. Медленно открывается задвижка на нефтегазосборном трубопроводе, с измерительной установки и весь контур последовательно заполняется продукцией, вытесняя воздух. При достижении давления в измерительном устройстве до 4,0 МПа, необходимо медленно без рывков открывать следующую задвижку на линии нефтегазосборного трубопровода. Заполнение нефтегазосборного трубопровода выполнять участками от узла до узла и так далее до полного заполнения нефтегазосборного трубопровода и создания в нем рабочего давления, но не более 4,0 МПа.

Работа под нагрузкой и вывод на устойчивый проектный технологический режим проводится в течение 72 ч. При отсутствии отклонения в работе в указанный промежуток времени комплексное опробование считается пройденным.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 12 Диагностика трубопроводов

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечиваются на стадии проектирования путем выбора трасс, материалов, основных технических решений, методов и технологии строительства.

Аттестация состояния и параметров трубопроводов осуществляются на стадии строительства, испытаний и приемки путем пооперационного контроля и технадзора за качеством строительного-монтажных работ. Эти данные определяют нормативную исходную базу данных для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

В период выполнения строительного-монтажных работ, в соответствии с требованием п.890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», участки проектируемых трубопроводов, относящиеся к особо опасным (пересечения с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) с целью тестирования качества каждого опасного участка подвергаются предпусковой приборной диагностике.

Проведение диагностики особо ответственных участков трубопроводов может быть осуществлено диагностическими средствами, обеспечивающими выявление дефектов, оценку формы дефектов, их ориентацию и взаимное расположение. При этом выявляются коррозионные, термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, непровары сварных швов.

В процессе эксплуатации стальной трубопровод испытывает коррозионные и механические воздействия со стороны перекачиваемого продукта и окружающей среды. Обусловленные этим воздействием процессы накопления коррозионных и усталостных повреждений носят локальный характер, что вызывает значительные трудности их своевременного выявления. Для предотвращения и прогнозирования аварий обязательным условием является выполнение диагностики технического состояния трубопровода.

Диагностирование проектируемых трубопроводов должно проводиться путем наружного диагностирования в процессе эксплуатации.

Наружное обследование может включать в себя обход, облет, приборное обследование, выполняемое, как эксплуатационной службой Заказчика, так и специализированными организациями.

При наружном диагностировании технического состояния стальных трубопроводов может использоваться ультразвуковая измерительная установка серии «Сканер»- модель «Скаруч», ультразвуковой толщиномер УТ-93П, магнитопорошковый дефектоскоп МД-4К, ультразвуковой дефектоскоп УД-2-12 и т.д.

Кроме того, при диагностировании технического состояния трубопроводов могут использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопроводов («ВНИИСТ»),

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

укомплектованные широкой номенклатурой приборов, оборудования и принадлежностей для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового, магнитного контроля.

По результатам диагностики оформляется заключение.

В процессе эксплуатации ведется постоянное наблюдение и контроль состояния трубопровода:

- обзорные наблюдения, регулярный осмотр трассы путевыми обходчиками, в том числе аэрофотосъемки, оптический и лазерный мониторинг утечек и др.;
- авиационное патрулирование с использованием вертолетов, оснащенных аппаратурой дистанционного обнаружения утечек;
- периодический диагностический контроль трассы различными методами с целью определения мест возможного возникновения отказов и углубленный контроль выявленных потенциально опасных мест;
- прогнозирование остаточного ресурса работы трубопроводов;
- создание банков данных по диагностированию трубопроводов.

Результатами диагностики должны быть:

- обнаружение, классификация и определение параметров возникающих дефектов, отказов и прогноз их развития;
- определение остаточного ресурса обследуемых участков с учетом коррозионной агрессивности грунта, параметров коррозионных дефектов, структурных и прочностных изменений металла трубы.

Знание динамики возникновения и развития дефектов, определение скоростей коррозии открывает новые возможности в построении стратегии капитального ремонта стальных труб, позволяет рационально сочетать капитальный и выборочный текущий ремонт.

Схема мониторинга, периодичность, методика проведения должны зависеть от фактического состояния трубопроводов и условий эксплуатации, агрессивности внешней среды.

Наибольшее внимание необходимо уделять контролю состояния трубопроводов на участках с избыточным увлажнением, а также в потенциально аварийных местах:

- участки выхода трубы из грунта и ее возврат в местах установки запорной арматуры;
- места сварных соединений труб;
- места дополнительного обводнения почв и грунтов, являющихся наиболее опасными для трубопровода;
- места образования промоин и оврагов вдоль труб;
- места работы техники, где не исключена возможность наезда ее на трубопроводы.

На этих участках трасс трубопроводов необходимо организовать пункты мониторинга.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							64

Наблюдение и контроль выполняются в летне-осенний период.

Реализация проектных решений позволит своевременно и правильно оценить техническое состояние трубопровода, определить наиболее изношенные участки, спланировать выполнение выборочного ремонта аварийно-опасных участков и существенно снизить затраты на ликвидацию.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### 13 Контроль качества и операционный контроль

С целью повышения качества строительства и обеспечения эксплуатационной надежности на всех этапах должен выполняться входной, операционный и приемочный контроль.

Организация контроля качества при производстве и приемке работ должна осуществляться в соответствии с СП 48.13330.2019, раздел 6.

Методы контроля качества и приемка отдельных видов строительного-монтажных работ осуществляется в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

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

При входном контроле проверяется соответствие поступающих материалов стандартам.

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

При операционном контроле проверяется:

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

Приемочному контролю подвергаются по завершении строительства объекта или его этапа, скрытые работы другие объекты контроля, законченное строительство в целом. На все скрытые работы должны составляться акты.

Все виды контроля, которые должны применяться на строительстве трубопроводов, приведены в СП 45.13330.2017.

Контроль качества подготовительных работ осуществляется путем систематического наблюдения и проверки соответствия выполняемых работ требованиям проектной документации (раздел 2 ВСН 012-88).

Способы производства земляных работ проверяются в соответствии с СП 45.13330.2017. Операционный контроль качества производства земляных работ осуществляется непосредственно исполнителями, бригадами, мастерами, прорабами или специальными контролерами. По мере выполнения отдельных видов (этапов) земляных работ составляются документы на их приемку. Приемка законченных земляных сооружений осуществляется государственными комиссиями при сдаче в эксплуатацию всех трубопроводов. При сдаче законченных объектов строительная

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									66
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ			

организация (генеральный подрядчик) обязана представить Заказчику свою техническую документацию, перечень которой оговаривается действующими правилами.

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

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

Освидетельствование и отбраковку осуществляет специальная комиссия застройщика.

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

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

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

Контроль качества сварных соединений трубопровода

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

- проверку квалификации сварщиков;
- контроль исходных материалов, труб, запорной и распределительной арматуры;
- систематический операционный (технологический) контроль, осуществляемый в процессе сборки и сварки;
- визуальный контроль и обмер готовых сварных соединений;
- проверку сварных швов неразрушающими методами контроля;
- проверку соответствия технологии сварки требованиям нормативных документов;
- проверку наличия клейма сварщика на каждом стыке.

Объем и методы контроля сварных стыков стальных труб и деталей принимаются в соответствии с требованием СП 86.13330.2022, ВСН 012-88. Количество проверяемых стыков определено в объеме:

- 100 % визуально-измерительным методом, 10 % радиографическим методом и 90 % ультразвуковым методом для участков «III» категории:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– 100 % визуально-измерительным методом, 25 % радиографическим методом и 75 % ультразвуковым методом для участков «П» категории.

Сварные соединения трубопроводов, выполненные электродуговой сваркой (соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры) подвергаются дублирующему контролю (200 %), в объеме - 100 % радиографическим и 100 % ультразвуковым (п.п.5, табл. 4 ВСН 012-88).

Радиографический контроль качества сварных соединений трубопровода должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82. Безопасность работ при этом должна быть обеспечена согласно требованиям СП 2.6.1.2612-10 и СанПиН 2.6.1.2523-09.

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

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

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

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

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

Для обеспечения высокого начального качества изоляционных покрытий трубопроводов, подземных устройств и узлов должны быть обеспечены требования к контролю всех технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с требованиями ВСН 005-88, ВСН 012-88.

Укладка труб в траншею, засыпка траншеи, восстановление трассы и работы по рекультивации должны производиться в соответствии с решениями принятыми в данном проекте и требованиями ВСН 005-88.

Контроль качества очистки полости, испытание на прочность и проверка на герметичность осуществляется по специальной инструкции. Специальная рабочая инструкция составляется строительно-монтажной организацией и застройщиком с учетом местных условий производства

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							68



работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопроводов.

Оценка выполнения указанных работ производится в соответствии с требованием ВСН 012-88.

Результаты всех видов контроля фиксируются в журналах производства работ.

Дефекты, выявленные при всех видах контроля качества работ, должны быть в обязательном порядке устранены.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 14 Перечень мероприятий по энергосбережению

Снижения энергозатрат на перекачку обеспечивается созданием оптимальных режимов движения перекачиваемого продукта в трубопроводах путём подбора диаметра труб при выполнении гидравлического расчета.

Для поддержания необходимого температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводных систем, надземные участки и вертикальные подземные участки трубопроводов, соединительные детали и арматура теплоизолируются согласно СП 61.13330.2012.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
							70
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ

## 15 Количества и типы вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

Потребность в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах определяется на весь период строительства, исходя из принятых методов производства работ, сроков производства СМР, на основании объемов основных строительного-монтажных работ, среднегодовой производительности машин и механизмов.

Мощность и грузоподъемность применяемой техники определена по соответствующими ГЭСН, исходя из условий производства работ, а также массы монтируемых строительных конструкций.

Окончательный состав и количество машин, механизмов и транспортных средств определяются на стадии разработки ППР после выбора подрядной организации.

Система видефиксации рабочей зоны предназначена для повышения эффективности управления и безопасности эксплуатации транспортного комплекса. Технические характеристики видеорегистраторов должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51558-2014 и устанавливается техническими условиями на конкретное изделие.

Потребность объекта в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах покрывается за счет техники подрядной организации.

Ведомость потребности в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах приведена в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Ведомость потребности в основных строительных машинах, механизмах и транспортных средствах

Строительные машины и механизмы	Рекомендуемые машины и механизмы	Основные технические параметры	Всего машин, шт.		
			Нефтегазопровод от скв. №33Р до Куст №2	Нефтегазопровод от Куста №1 до т.вр УДР	Нефтегазопровод от скв. №28Р до Куст №1
1	2	3	4	5	
<i>1. Основные машины</i>					
Лесоповальная машина	ЛП-19А		1	1	1
Бензопила	НІТАСНІ CS33ЕВ	Шина 14" 1,4 кВт/1,7 л.с.	6	6	6
Трактор гусеничный	ДТ 55		1	1	1
Погрузчик-штабелёр	на базе трактора ДТ55		1	1	1
Сучкорез	типа БС-1		1	1	1
Кусторез	Д-514А на базе трактора ДТ 55		1	1	1
Рубильная машина	на базе трактора ДТ 55		1	1	1

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							71

Строительные машины и механизмы	Рекомендуемые машины и механизмы	Основные технические параметры	Всего машин, шт.		
			Нефтегазопровод от скв. №33Р до Куст №2	Нефтегазопровод от Куста №1 до т.вр УДР	Нефтегазопровод от скв. №28Р до Куст №1
Корчеватели-собиратели	МП-2В на базе трактора ДТ55	Мощность двиг. 79 кВт (108 л.с), скорость 2,6-33,8 км/ч	1	1	1
Бульдозер	Komatsu Д-85	Эксплуатационная мощность 165,6 кВт Эксплуатационная масса 23,2 т	2	2	2
Экскаватор одноковшовый 1,5м3	Komatsu PC750-7		2	2	2
Экскаватор	CATERPILLAR AR 345C	Эксплуатационная мощность 239 кВт Максимальный объем ковша 3,5 м3 Максимальный вылет стрелы 11,3 м	2	2	2
Автомобильный кран	КС-55744	Грузоподъемность 25000 кг Мощность двигателя 176 кВт Вылет стрелы 3,2-19 м	1	1	1
Трубоукладчик	ТО-1224	Q от 12 до 24 т	4	4	4
Трубоплетевоз	ПТК-252	База – К-701, Q-25т	1	1	1
Сварочный агрегат	АДД-307	Масса 685 кг, миним. рабочее напряжение 32 В	2	2	2

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							72

Строительные машины и механизмы	Рекомендуемые машины и механизмы	Основные технические параметры	Всего машин, шт.		
			Нефтегазопровод от скв. №33Р до Куст №2	Нефтегазопровод от Куста №1 до т.вр УДР	Нефтегазопровод от скв. №28Р до Куст №1
Трактор	К-701,Т-150	Мощность двиг. 221 кВт, скорость 2,6-33,8 км/ч	2	2	2
Сваебойный агрегат	СП-49		1	1	1
Бурильно-крановая машина	БКМ-1514		1	1	1
Газорезка			1	1	1
Трассо - и трубоискатели			1	1	1
Очистные машины	ОМ-521		1	1	1
Опрессовочный агрегат	АН-2	Производительность 13,3-89,3 м3/ч	1	1	1
Наполнительный агрегат	АН-261		1	1	1
Водоотливная установка	АВ-701		1	1	1
Компрессоры	КС-9	Производительность до 2 м3/мин	2	2	2
Передвижная азотно-воздушная компрессорная станция	СДА-10/101	на базе автомобиля КраЗ	1	1	1
Отбойный молоток			2	2	2
Погружной насос			1	1	1
Автогидроподъемник	АПП-18.01 (ПСС-121.18)		1	1	1
Борона деревянная			1	1	1
Автогрейдер	ГС-14.02		1	1	1
Прицепной каток на пневмошинах	ДУ-54		1	1	1
Сваевыдергиватель	С-274		1	1	1
Дизельная электростанция	ДЭС-100		1	1	1
Полотенце мягкое	ПМ-1023			1	1
Наружный центратор	ЦЗ-101А			1	1
Компрессор	ДК-9			1	1
Пескоструйная установка				1	1
<i>2. Транспорт</i>					
Седельный тягач	КамАЗ 65806		6	6	6
Прицеп тяжеловоз	ЧМЗАП-99064		6	6	6
Самосвал	КамАЗ 65201, «Татра»	Q – 20 т, мощн. двиг.300 кВт	3	3	3

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист 73
------	---------	------	--------	-------	------	-------------------------------	------------

Строительные машины и механизмы	Рекомендуемые машины и механизмы	Основные технические параметры	Всего машин, шт.		
			Нефтегазопровод от скв. №33Р до Куст №2	Нефтегазопровод от Куста №1 до т.вр УДР	Нефтегазопровод от скв. №28Р до Куст №1
Водовозка (автоцистерна)	ГАЗ, АЦН-10С-43118		1	1	1
Автомобиль бортовой	КАМАЗ-4308-69, 5511	Q – 6 - 9т, расход топлива 26,5 л/100 км	2	2	2
Автотопливозаправщик	АТЗ-9 Урал 5557-60Е5	Грузоподъемность 12 т, мощн. 228 л.с., Объем цистерны – 9 м3	1	1	1
Автобус вахтовый	УРАЛ 4320-4151-81	(22 места)	1	1	1
Пассажирские	Нива шевроле УАЗ		2	2	2

Более подробная информация приведена в томе 5 «Проект организации строительства».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									74
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>			

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

Проектной документацией предусматриваются организационные мероприятия, направленные на соблюдение требований по охране труда:

- проведение специальной оценки условий труда;
- обеспечение санитарно-бытовыми помещениями, помещениями для приёма пищи;
- организация выдачи спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену;

- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров работников, оплачиваемых предприятием. Недопущение работников к исполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров (обследований), обязательных психиатрических освидетельствований, а также в случае медицинских противопоказаний;

- обучение по охране труда при поступлении на работу в течение первого месяца, далее по мере необходимости, но не реже одного раза в три года. А также подготовка и аттестация по вопросам промышленной безопасности. Недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке обучение и инструктаж по охране труда, стажировку, проверку знаний требований охраны труда.

Также, в целях обеспечения максимальных условий безопасности обслуживающего персонала и снижения уровня вредности производства в процессе эксплуатации объекта, проектом предусмотрены следующие мероприятия:

- трубопроводы проложены подземно;
- пооперационный контроль в процессе строительного-монтажных работ;
- защита наружной поверхности надземных трубопроводов и запорной арматуры теплоизоляционными материалами;

- при пересечении автодорог прокладка трубопроводов осуществляется в защитном футляре с установкой на трубопроводе опорно-направляющих колец и герметизацией концов кожуха манжетой;

- предусмотрено испытание трубопроводов на прочность и герметичность после строительного-монтажных работ;

- установка опознавательных знаков на углах поворота трассы трубопровода, на пересечении с автомобильными дорогами и на переходах через коммуникации.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
							75

## 17 Сведения о численности профессионально-квалификационном составе персонала, число и оснащённость рабочих мест

С вводом в эксплуатацию проектируемых трубопроводов организация дополнительных рабочих мест не требуется.

Технологическое обслуживание объекта будет осуществлять персонал, организационно входящий в состав цеха технического обслуживания и ремонта трубопроводов, управления эксплуатации трубопроводов эксплуатирующей организации.

Сведения о профессионально-квалификационном составе действующего персонала приведены таблице 17.1.

Таблица 17.1 - Сведения о профессионально-квалификационном составе действующего персонала

Код и наименование профессии (в соответствии с ОК 016-94)	Функциональные обязанности	Тарифный разряд	Требования к квалификации
19238 Трубопроводчик линейный	Монтаж узлов на трубопроводе. Центровка труб. Гнутье труб. Разметка и установка арматуры и фасонных частей по эскизам. Ревизия и ремонт запорной и предохранительной арматуры высокого давления. Опрессовка запорной арматуры, узлов и отдельных участков трубопроводов. Устранение утечек газа, нефти и нефтепродуктов на трубопроводе и арматуре. Набивка и подтяжка сальников у задвижек. Ревизия конденсатосборников. Восстановительные работы на сетях водо- и паропроводов, демонтаж, ремонт и монтаж установленной на них арматуры. Управление трактором при транспортировке грузов и металлоконструкций с применением прицепных приспособлений или устройств, бульдозером при выполнении земляных работ. Слесарная обработка деталей, труб. Нарезка резьбы. Сверление отверстий. Соблюдение правил промышленной безопасности и норм охраны труда по видам работ	3	Среднее специальное образование

Сведения о расчётной численности персонала для обслуживания трубопроводов и о группах производственных процессов приведены в таблице 17.2.

Группа производственных процессов определена согласно СП 44.13330.2011.

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

							<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
								76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



Таблица 17.2 - Сведения о расчётной численности персонала для обслуживания трубопроводов и о группах производственных процессов

Профессионально-квалификационный состав	Списочная численность	Явочная численность	Группа производственных процессов	Оснащённость рабочих мест
линейный трубопроводчик	5	2	16,2г	набор инструментов, сальниковая набивка, спецодежда

Для работников с вредными условиями труда установлен льготный пенсионный возраст и дополнительные отпуска. Право на льготный пенсионный возраст предоставляется в соответствии с Постановлением Кабинета Министров СССР от 26.01.1991 № 10 «Об утверждении списков производств, работ, профессий, должностей и показателей, дающих право на льготное пенсионное обеспечение».

Право на дополнительные отпуска предоставляются в соответствии с Постановлением Госкомтруда СССР и Президиума ВЦСПС от 25.10.1974 № 298/П-22 «Об утверждении списка производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых даёт право на дополнительный отпуск и сокращённый рабочий день».

Работникам, имеющим право на одновременное получение трудовых пенсий различных видов, в соответствии с Федеральным законом от 28.12.2013 № 400-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» устанавливается одна пенсия по их выбору.

### 17.1 Организация, оснащение и обслуживание рабочих мест

Рабочее место обслуживающего персонала пространственно рассредоточено. Постоянное присутствие персонала на проектируемых объектах не требуется, персонал лишь совершает периодические объезды (обходы), во время которых производит осмотр и обслуживание закреплённого участка трубопровода со всеми сооружениями, охранной зоной.

Для обеспечения удобства и безопасности при монтаже, эксплуатации и ремонте оборудования, проектом предусмотрены необходимые проезды и подходы ко всем объектам обслуживания, предусмотрены площадки для обслуживания.

Конструктивные решения, принятые в проекте, обеспечивают необходимую технологичность при их монтаже и эксплуатации, обеспечивают выполнение рабочих операций в удобных позах и не затрудняют движения работающих.

При производстве работ в трассовых условиях, рабочий персонал снабжается средствами связи, питьевой водой, укомплектованной медицинской аптечкой, инструментом, спецодеждой и спецобувью.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							77

При выполнении работ, связанных с воздействием на работников опасных или вредных производственных факторов, средства передвижения при необходимости оснащаются средствами защиты, средствами пожаротушения и спасательными средствами.

### 17.2 Режим труда и отдыха

Работа на месторождении организована вахтовым методом в две смены при суммарном учете рабочего времени.

Сведения о режиме труда и отдыха вахтовых работников приведены в таблице 17.3.

Таблица 17.32 - Сведения о режиме труда и отдыха вахтовых работников

Дни недели	Продолжительность вахтовой работы			
	Недели			
	I	II	III	IV
Понедельник	11	11	О (8)	О (8)
Вторник	11	11	О (8)	О (4)
Среда	11	11	О (8)	О (8)
Четверг	11	11	О (8)	О (8)
Пятница	11	11	О (8)	
Суббота	11	11	В	
Воскресенье	В	В	В	
Отработано, час.	132			
Переработано, час.	52			

Примечания:

1. Продолжительность вахты составляет 15 дней.
  2. Длительность рабочей смены для эксплуатационного персонала составляет 11 часов.
- О (8) – неиспользованные выходные дни, отработанные на вахте и добавленные к дням междувахтового отдыха

Такой метод организации труда широко применяется в условиях Крайнего Севера и является наиболее совершенным для организации трудового процесса в условиях дефицита квалифицированных кадров в области нефтегазодобывающей промышленности и значительного удаления рабочих мест от места постоянного проживания рабочих.

При эксплуатации запроектированных трубопроводов места приложения труда находятся вдали от мест постоянного проживания работающих. В связи с этим проектом предусматривается применение бригадной формы организации труда вахтовым методом, обеспечивающим ритмичность, непрерывность, комплексность выполнения работ на каждом участке общего технологического процесса.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
							78

Вахтовый метод предполагает формирование вахт в базовых пунктах и их доставку автотранспортом для работы и отдыха в пункты временного проживания на период вахт.

С учетом существующего производственного комплекса обустройства месторождения обеспечивается соблюдение установленных графиков режимов труда и отдыха работающих. Графики учитывают установленную законом продолжительность рабочего времени, режим проведения технологического процесса, особенности производства, планируемый фонд работы оборудования.

### 17.3 Санитарно-бытовое обеспечение работающих

Согласно ст.25 Федерального закона «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», работодатель обязан обеспечить безопасные для персонала условия труда и выполнение требований санитарных правил к организации рабочих мест, средствам защиты работников, режиму труда, отдыха и бытовому обслуживанию работников в целях предупреждения травм и профессиональных заболеваний.

Действующий персонал, обслуживающий запроектированные трубопроводы месторождения, обеспечен всеми необходимыми помещениями производственно-бытового и медицинского назначения.

В помещениях с постоянным пребыванием обслуживающего персонала решены вопросы вентиляции, теплоснабжения, водоснабжения и канализации. Рабочие места оснащены местным освещением. Наружное освещение решено в соответствии с современными требованиями.

Хозяйственно-питьевые нужды ремонтно-выездного персонала, обслуживающего трассу промыслового трубопровода, обеспечиваются привозной водой питьевого качества. Доставка воды осуществляется автотранспортом в специально оборудованных водоразборными кранами емкостях. Источник привозной воды – действующая система хозяйственно-питьевого водопровода Сергинского месторождения. Качество воды в существующей системе хозяйственно-питьевого водопровода соответствует требованиям СанПиН 2.1.3684-21.

В отдельных случаях возможно использование бутилированной воды промышленного производства, качество которой соответствует требованиям СанПиН 2.1.4.1116-02. Бутилированная вода доставляется сервисными организациями по договору с эксплуатирующей организацией.

Для обеспечения благополучных санитарно-гигиенических условий периодически работающий на трассе трубопровода персонал выездных бригад снабжается индивидуальными автомобильными мини-биотуалетами.

Использованные мини-биотуалеты вывозятся совместно с бытовыми отходами на полигон по сбору и утилизации промышленных и бытовых отходов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							79

В соответствии со статьей 109 «Трудового кодекса РФ»: работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Перерывы предоставляются в зимний период по 8-10 минут в течение каждого часа или три перерыва в течение смены по 15-20 мин., из них два – во второй половине смены.

Для выполнения данных требований при работах на кустовых площадках персонал должен сопровождаться автотранспортом с вахтовой будкой.

Для работающих на открытом воздухе при отрицательных температурах предусмотрены такие условия, при которых неблагоприятное воздействие сурового климата на организм сводится к минимуму. Для предупреждения обморожений работающие на открытом воздухе обеспечены теплой одеждой и обувью, помещениями для обогрева, утеплением транспорта, регулярным приемом горячей пищи, помещениями для сушки одежды и обуви в период отдыха.

Организация общественного питания обслуживающего персонала будет осуществляться в помещении существующей столовой. В столовой обеспечивается трехразовое горячее питание – завтрак, обед, ужин. Перерывы между приемами пищи не превышают 5 часов. Предусматривается доставка горячей пищи непосредственно к местам производства работ по обслуживанию трубопровода и линейных сооружений.

#### 17.4 Условия труда работников

В соответствии с Р 2.2.2006-05 различают четыре группы факторов трудовой деятельности:

- физические факторы;
- химические факторы;
- биологические факторы;
- психофизиологические факторы трудового процесса.

В связи с эндемичностью района объекта проектирования для строительства по клещевому вирусному энцефалиту (письмо Роспотребнадзора от 04.02.2022 № 02/2510-2022-32) необходимо обеспечить иммунизацию рабочих против клещевого энцефалита в целях обеспечения санитарно-эпидемиологического благополучия и профилактики инфекционных заболеваний (клещевой энцефалит, вирусный гепатит).

##### 17.4.1 Параметры микроклимата

Согласно климатическому районированию для строительства проектируемый объект относится к району 1Д. Средняя годовая температура воздуха на рассматриваемой территории равна минус 5,3 °С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 минус 45 °С.

В таблице 17.4 представлен класс условий труда по показателю температуры воздуха для открытых территорий в холодный период года.

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

							<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
								80
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Таблица 17.4 - Классы условий труда по показателям температуры воздуха для открытых территорий в холодный период года

Климатическая зона	Класс условий труда						
	Оптимальный	Допустимый	Вредный				Опасный (экстремальный)
			3.1	3.2	3.3	3.4	
1	2	3.1	3.2	3.3	3.4	4	
ИД	-	+	-	-	-	-	-

Среднемесячная температура зимнего периода составляет минус 10,9 °С. Так как оценка условий труда по степени вредности и опасности устанавливается по наиболее высокому классу и степени вредности, то класс условий труда соответствует 2 (допустимый). В связи с этим, персоналу дополнительно выдаются индивидуальные средства защиты органов дыхания и лица.

Условия труда характеризуются такими отклонениями уровней вредных факторов от гигиенических нормативов, которые вызывают функциональные изменения, восстанавливающие, как правило, при более длительном прерывании контакта с вредными факторами и увеличивают риск повреждения здоровья.

#### 17.4.2 Освещение

Проектом не предусматривается освещение трассы трубопроводов. Для периодических обходов (осмотров) трубопроводов в темное время суток работникам выдаются переносные осветительные приборы.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определяется класс условий труда в зависимости от параметров световой среды как класс 2 (допустимый), что представлено в таблице 17.5.

Таблица 17.5 - Классы условий труда по параметрам световой среды для служебных и производственных помещений

Фактор, показатель	Класс условий труда		
	Допустимый	Вредный-3	
	2	3.1	3.2
Естественное освещение: Коэффициент естественной освещенности (КЕО %)	+		
Искусственное освещение:	+		
Освещенность рабочей поверхности (Е, лк)	+		
Прямая блескость	Отсутствует		
Коэффициент пульсации освещенности (Кп, %)	5, 15, 20		

#### 17.4.3 Виброакустический фактор

На проектируемых объектах отсутствует оборудование, являющееся источником шума, что позволяет сделать заключение о том, что шумовое воздействие объекта проектирования на окружающую среду является допустимым.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
							81

На проектируемых сооружениях потенциальные источники вибрации отсутствуют. Специальные мероприятия по снижению действия вибрации проектом не предусматриваются.

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определяется класс условий труда в зависимости от уровней виброакустического воздействия представлены в таблице 17.6.

Таблица 17.6 - Класс условий труда в зависимости от уровней виброакустического воздействия

Показатель	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный
		2	3.1	3.2	3.3	
Шум. Эквивалентный уровень звука, дБА	+					
Вибрация локальная, эквивалентный скорректированный уровень (значение) виброскорости, виброускорения (дБ/раз)	+					
Вибрация общая, эквивалентный скорректированный уровень виброскорости, виброускорения (дБ/раз)	+					
Инфразвук, общий уровень звукового давления, дБ/Лин	+					
Ультразвук воздушный, уровни звукового давления в 1/3 октавных полосах частот, дБ	+					
Ультразвук контактный, уровень виброскорости, дБ	+					

В соответствии с Р 2.2.2006-05 определен класс условий труда для обслуживания проектируемого объекта зависимости от вибрации – класс 2 (допустимый).

#### 17.4.4 Электромагнитные излучения

Источников электромагнитных излучений проектом не предусмотрено. Соответственно, электромагнитное воздействие исключается.

На основании вышеизложенного, специальных мер защиты от электромагнитных излучений обслуживающего электроустановки персонала не требуется и проектной документацией не предусматривается.

#### 17.4.5 Химические факторы

Основным видом воздействия проектируемого объекта на состояние воздушного бассейна является загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ.

Все технологическое оборудование, предусмотренное проектной документацией, запроектировано таким образом, что выбросы загрязняющих веществ в атмосферу исключаются.

Существующий (фоновый) уровень загрязнения воздушного бассейна в районе размещения проектируемых объектов принят в соответствии со справкой и представлен в томе 7.1.1.

С целью обеспечения безопасности работ и снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций должны быть предусмотрены следующие мероприятия, которые включают:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

						<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							82

- применение герметичной технологической аппаратуры с рабочими параметрами, ограничивающими выделение загрязняющих веществ;
- организацию контроля за источниками загрязнения атмосферного воздуха;
- соблюдение технологических регламентов и правил технической эксплуатации всех составных частей системы транспортировки товарной продукции;
- выбор запорно-регулирующей арматуры и технологического оборудования, в соответствии с рабочими параметрами процесса и коррозионной активностью среды;
- испытание трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- организацию строгого контроля технологических процессов, герметичность, надежность и безаварийную работу оборудования и трубопроводов.

В соответствии Р 2.2.2006-05 и расчетом приземных концентраций определяется класс условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ химической природы и представлены в таблицах 17.7.

Таблица 17.7 – Классы условий труда в зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ химической природы

Вредные вещества	Класс условий труда					
	Допустимый	Вредный				Опасный
		2	3.1	3.2	3.3	
Вредные вещества в воздухе рабочей зоны	+					

#### 17.4.6 Психофизиологические факторы

Тяжесть труда – характеристика трудового процесса, отражающая нагрузку на опорно-двигательный аппарат и функциональные системы (сердечно-сосудистую, дыхательную и др.), обеспечивающие её деятельность. Исходным документом для критериев тяжести трудового процесса является Р 2.2.2006-05.

Основными показателями тяжести трудового процесса являются:

- физическая динамическая нагрузка;
- масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную;
- стереотипные рабочие движения;
- статическая нагрузка;
- рабочая поза;
- наклоны корпуса;
- перемещение в пространстве.

Класс условий труда по показателям тяжести трудового процесса представлены в таблицах 17.8.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							83

Таблица 17.8 - Классы условий труда по показателям тяжести трудового процесса

Показатели тяжести трудового процесса	Класс условий труда			
	Оптимальный (легкая физическая нагрузка)	Допустимый (средняя физическая нагрузка)	Вредный (тяжелый труд)	
			степень	
			1	2
1	2	3.1	3.2	
Физическая динамическая нагрузка (единицы внешней механической работы за смену, кг м)				
При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса при перемещении груза на расстоянии до 1 м)		+		
При общей нагрузке (с участием мышц рук, корпуса, ног)		+		
Масса принимаемого и перемещаемого груза вручную, кг				
Подъем и перемещение (разовое) тяжестей при чередовании с другой работой (до 2-х раз в час)		+		
Подъем и перемещение (разовое) тяжестей постоянно в течение рабочей смены		+		
Суммарная масса грузов, перемещаемых в течение каждого часа смены		+		
Стереотипные рабочие движения (количество за смену)				
При локальной нагрузке (с участием мышц кистей и пальцев рук)		+		
При региональной нагрузке (с преимущественным участием мышц рук и плечевого пояса)		+		
Статическая нагрузка, величина статистической нагрузки за смену при удержании груза, приложение усилий, кг		+		
Рабочая поза		+		
Наклоны корпуса		+		
Перемещение в пространстве (переходы, обусловленные технологическим процессом в течении смены, км)		+		

К факторам трудового процесса, характеризующим напряженность труда, относятся: интеллектуальные, сенсорные, эмоциональные нагрузки, монотонность нагрузок, режим работы.

Анализ основан на учете всего комплекса производственных факторов, создающих предпосылки для возникновения неблагоприятных нервно-эмоциональных состояний (перенапряжения), и производится согласно Р 2.2.2006-05.

Класс условий труда по показателям напряженности трудового процесса представлены в таблицах 17.9.

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

							<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
								84
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



Таблица 17.9 - Классы условий труда по показателям напряженности трудового процесса  
(оператор, слесарь-ремонтник)

Показатели напряженности трудового процесса	Класс условий труда			
	Оптимальный напряженность труда легкой степени	Допустимый напряженность труда средней степени	Вредный (напряженный труд)	
			степень	
	1	2	1	2
		3.1	3.2	
<b>Интеллектуальные нагрузки</b>				
Содержание работы		+		
Восприятие сигналов (информации) и их оценка		+		
Степень сложности задания		+		
Характер выполняемой работы		+		
<b>Сенсорные нагрузки</b>				
Длительность сосредоточенного наблюдения (в % от времени смены)		+		
Плотность сигналов (световых, звуковых) и сообщений в среднем за 1 час работы		+		
Число производственных объектов одновременного наблюдения		+		
<b>Нагрузка на зрительный анализатор</b>				
Размер объекта различия (при расстоянии от глаз работающего до объекта различия не более 0,5 м)		+		
Работа с оптическими приборами при длительности сосредоточенного наблюдения (в % от времени смены)		+		
Наблюдение за экранами видеотерминалов (часов в смену)		+		
Нагрузка на слуховой анализатор (при производственной необходимости восприятия речи или дифференцированных сигналов)		+		
<b>Эмоциональные нагрузки</b>				
Степень ответственности, значимость ошибки		+		
Степень риска для собственной жизни		+		
Степень риска за безопасность других лиц		+		
Количество конфликтных ситуаций, обусловленных профессиональной деятельностью, за смену		+		
<b>Монотонность нагрузок</b>				
Число элементов (приемов), необходимых для реализации простого задания или в многократно повторяющихся операциях		+		
Продолжительность (в сек) выполнения простых производственных заданий или повторяющихся операций		+		
Время активных действий (в % к продолжительности смены). В остальное		+		

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист 85
------	---------	------	--------	-------	------	-------------------------------	------------

Показатели напряженности трудового процесса	Класс условий труда			
	Оптимальная напряженность труда легкой степени	Допустимая напряженность труда средней степени	Вредный (напряженный труд)	
			степень	
	1	2	3.1	3.2
время – наблюдение за ходом производственного процесса				
Монотонность производственной обстановки (время пассивного наблюдения за ходом техпроцесса в % от времени смены)		+		
Режим работы				
Фактическая продолжительность рабочего дня			+	
Сменность работы		+		
Наличие регламентированных перерывов и их продолжительность		+		

Одной из рекомендаций по улучшению условий труда является оптимизация темпа и ритма труда. Повышенный и пониженный темп работы ослабляет внимание, снижает точность движения и ритмичность работы, отрицательно сказывается на работоспособности человека.

Эффективным средством поддержания высокой работоспособности является переменный темп работы в течение рабочей смены с учётом закономерностей изменения её динамики на протяжении смены. Во всякий труд нужно входить постепенно, последовательно наращивая мощность и скорость нервных и двигательных реакций. Это правило для поддержания нормальной работоспособности является общим, как при физическом, так и при умственном труде.

#### 17.4.7 Общая оценка условий труда работника

На основании вышеприведенных оценок классов условий труда приводятся итоговая таблица 17.10 **Ошибка! Источник ссылки не найден.** по оценке условий труда.

Таблица 17.10 - Оценка условий труда работника по степени вредности и опасности

Фактор	Класс условий труда					
	Оптимальный	Допустимый	Вредный			
			3.1	3.2	3.3	3.4
1	2					
Химический		+				
Биологический	Отсутствует					
Аэрозоли ПФД	Отсутствует					
Акустические	Шум	+				
	Инфразвук	Отсутствует				
	Ультразвук воздушный	Отсутствует				
Вибрация общая		+				

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист 86
------	---------	------	--------	-------	------	-------------------------------	------------

Фактор	Класс условий труда					
	Оптимальный	Допустимый	Вредный			
	1	2	3.1	3.2	3.3	3.4
Вибрация локальная	Отсутствует					
Ультразвук контактный	Отсутствует					
Неионизирующие излучения	Отсутствует					
Ионизирующие излучения	Отсутствует					
Микроклимат		+	-			
Освещение		+				
Тяжесть труда		+				
Напряженность труда		+				
Общая оценка условий труда		+	-			

Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности – класс 2 (допустимый),.

Оценка условий труда по степени вредности и опасности проводится работодателем при специальной оценке условий труда в соответствии с Федеральным законом от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» и Р 2.2.2006-05.

#### **17.5 Обеспечение работников спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты**

В соответствии со статьей 221 Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ и Приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 09.12.2009 № 970н «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»: работникам, занятым на работах с вредными и опасными условиями труда, выдается бесплатно сертифицированная специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, определенном Правительством РФ.

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемой работы и обеспечивать безопасность труда.

Работодатель обязан заменить или отремонтировать специальную одежду или специальную обувь, пришедшую в негодность до окончания сроков носки по причинам, не зависящим от работников.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							87

Работодатель при выдаче работникам таких средств индивидуальной защиты, как респираторы, противогазы, предохранительные пояса, каски и некоторые другие, должен обеспечить проведение инструктажа работников по правилам пользования и простейшим способам проверки исправности этих средств, также тренировку по их применению.

Работодатель обеспечивает регулярные в соответствии с установленными государственными стандартами сроки испытания и проверку исправности средств индивидуальной защиты (респираторов, противогазов, предохранительных поясов, касок и др.), также своевременную замену фильтров, стекол и других частей средств индивидуальной защиты с понизившимися защитными свойствами.

### 17.6 Медицинские осмотры

Ежегодные периодические медицинские осмотры работников, чья работа связана с воздействием вредных производственных факторов или опасных для здоровья веществ, проводятся персоналом специализированных медицинских организаций в соответствии с Приказом от 31.12.2020 № 988н/1420н «Об утверждении перечня вредных и опасных производственных факторов работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные медицинские осмотры при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры».

Целью предварительных медицинских осмотров при поступлении на работу является определение соответствия состояния здоровья работников поручаемой им работе.

Целью периодических медицинских осмотров является динамическое наблюдение за состоянием здоровья работников в условиях воздействия профессиональных вредностей, профилактика и своевременное установление начальных признаков профессиональных заболеваний; выявление общих заболеваний, препятствующих продолжению работы с вредными, опасными веществами и производственными факторами, также предупреждение несчастных случаев.

Работники, осуществляющие отдельные виды деятельности, в том числе связанной с источниками повышенной опасности (с влиянием вредных веществ и неблагоприятных производственных факторов), также работающие в условиях повышенной опасности, проходят обязательное психиатрическое освидетельствование не реже одного раза в пять лет в порядке, устанавливаемом Правительством РФ.

Работникам, занятым на вредных работах и на работах с вредными и (или) опасными производственными факторами в течение пяти и более лет периодические медицинские осмотры (обследования) проводятся в центрах профпатологии и других медицинских организациях, имеющих лицензии на экспертизу профпригодности и экспертизу связи заболевания с профессией, один раз в пять лет.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							88

Предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) работников проводятся медицинскими организациями, имеющими лицензию на указанный вид деятельности.

Финансирование мероприятий по проведению периодических медицинских осмотров осуществляется за счет средств работодателя.

### **17.7 Подготовка и аттестация работников**

Все работники организации, в том числе их руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и охраны труда.

Обучение по охране труда проводится при подготовке работников рабочих профессий, переподготовке и обучении их другим рабочим профессиям, согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 24.12.2021 № 2464 «О порядке обучения по охране труда и проверки знания требований охраны труда».. Работодатель организует проведение периодического, не реже одного раза в год, обучения работников рабочих профессий оказанию первой помощи пострадавшим. Руководители и специалисты проходят обучение по охране труда при поступлении на работу в течение первого месяца, далее – по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

К работам на опасных производственных объектах допускаются рабочие после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Срок стажировки устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

По характеру и времени проведения инструктажи по безопасности подразделяют на:

- вводный;
- первичный;
- повторный;
- внеплановый.

### **17.8 Государственные гарантии работникам за работу во вредных условиях труда.**

Работники, выполняющие работы по трудовому договору, подлежат обязательному социальному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на основании Федерального закона от 24.07.1998 Федеральный закон 125-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний». Тарифы устанавливаются на основании Федерального закона от 01.12.2014 № 401-ФЗ «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2015 год и на плановый период 2016 и 2017 годов» и Приказа Министерства труда и социальной защиты РФ от 30.12.2016

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

приказ № 851н «Об утверждении классификации экономической деятельности по классам профессионального риска».

Конкретные виды компенсаций, предусмотренные трудовым законодательством, назначаются после проведения специальной оценки условий труда, при установлении на рабочем месте вредных и (или) опасных факторов, превышающих предельно-допустимые концентрации (уровни) в соответствии с Разъяснениями Минтруда России от 13.02.2013 «Разъяснение о порядке предоставления работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, сокращенной продолжительности рабочего времени, ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска, повышенной оплаты труда в соответствии с пунктом 1 постановления Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 года № 870».

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист

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

Автоматизация проектных трубопроводов не предусматривается.

Технологическая система сбора нефти на месторождении оборудована средствами контроля, регулирования и противоаварийной защиты.

При превышении давления в нефтегазосборных трубопроводах, выходящих с кустовых площадок (с площадок разведочных скважин) или понижении давления в случае порыва, производится отключение всех скважин по датчику давления, установленному на коллекторе в АГЗУ кустовых площадок.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							91	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 19 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность

В период эксплуатации трубопроводы подлежат периодическому контролю технического состояния, путем проведения плановых осмотров, ревизий и диагностики согласно требованиям Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». На основании результатов ревизий и диагностики разрабатывается график выполнения ремонтных работ на промышленном трубопроводе.

Техническое обслуживание трубопровода включает:

- осмотр трассы трубопровода (наблюдение за состоянием трассы ПТ, элементов трубопровода и его деталей, находящихся на поверхности земли);
- ревизию трубопровода.

Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию линейных участков трубопровода, а также технических устройств, входящих в состав трубопровода, устанавливаются эксплуатирующей организацией с учетом требований руководств по эксплуатации заводов-изготовителей. Работы должны проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

### Осмотр трассы трубопровода

Осмотр трассы ПТ должен осуществляться одним из четырех способов:

- воздушный осмотр;
- наземный осмотр на транспортных средствах;
- наземный осмотр, выполняемый пешим порядком;
- постоянный видеоконтроль.

При осмотре трассы трубопровода особое внимание должно быть уделено:

- наличию признаков утечек;
- показанию приборов, по которым осуществляется контроль давления в трубопроводе и сравнение показаний с параметрами, установленными технологическим регламентом трубопровода;
- состоянию сварных и фланцевых соединений, запорной арматуры;
- выявлению оголений ПТ;
- состоянию вдольтрассовых сооружений (противокоррозионных сооружений, вдольтрассовых дорог, указательных знаков);
- строительным и земляным работам, в том числе проводимым сторонними организациями;
- наличию несанкционированных врезок;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		







При ревизии трубопровода необходимо выполнить:

- визуальное обследование трассы трубопровода, всех естественных и искусственных преград с привязкой к ПК трассы;
- определение глубины залегания трубопровода;
- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее 2 участков на 1 км; для трубопроводов с протяженностью менее 500 метров - провести не менее 2 шурфов на объект). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к трубопроводу по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;
- привязку мест неразрушающего контроля к ПК трассы (в целях мониторинга изменения толщины стенки трубопровода при следующих ревизиях использовать места с прежними координатами ПК);
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра трубопровода;
- визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений, измерение геометрических параметров обнаруженных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщинометрию стенки трубопровода или внутритрубную диагностику;
- определение целостности защитного покрытия в местах контроля;
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;
- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений трубопровода с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны, в том числе с магистральными нефтепроводами и трубопроводами;
- определение отбраковочной толщины стенки трубопровода;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка трубопровода необходимо принять меры по ремонту данного участка трубопровода.

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

						<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							95
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

На основании данных, полученных по результатам ревизии, организацией, проводившей ревизию, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии ПТ.

При обнаружении опасных дефектов на ПТ, которые приводят к разгерметизации ПТ, эксплуатирующая организация должна незамедлительно принять меры по их устранению.

Обнаруженные при ревизии дефекты должны быть устранены в соответствии с мероприятиями, утверждаемыми техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Ревизия ПТ выполняется работниками эксплуатирующей или подрядной организации с привлечением аттестованной лаборатории неразрушающего контроля.

Технические отчеты (заключения) по результатам диагностирования должны храниться в эксплуатирующей организации совместно с паспортом ПТ в течение всего срока эксплуатации ПТ. Данные по проведенным ремонтам должны быть внесены в паспорт ПТ.

#### Обследование переходов через естественные и искусственные преграды.

При обследовании переходов трубопроводов через автомобильные дороги необходимо контролировать:

- заглубление участков трубопровода и минимальные расстояния от концов защитного футляра (кожуха) на соответствие проектной документации;
- состояние открытых (видимых) частей футляров (кожухов) трубопровода, футеровки, опор, манжет, подошвы земляного полотна автомобильной дороги;
- нарушений земляного покрова, опасных для трубопровода, проседаний и выпучиваний грунта в местах пересечения трубопровода автомобильными дорогами всех категорий, а также установку знаков, запрещающих остановку транспорта.

На основании данных, полученных при обследовании, эксплуатирующей организацией составляется акт, в котором делается вывод о техническом состоянии перехода трубопровода.

#### Отбраковка труб и деталей трубопроводов

Трубы и детали трубопроводов подлежат отбраковке в случаях, если:

- в результате ревизии установлено, что под действием коррозии или эрозии толщина стенки трубопровода уменьшилась и достигла критической величины, установленной проектной организацией, но не менее, чем указанная в таблице № 1 приложения № 8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
  - при обследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению.
- Фланцы отбраковывают при неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей, наличии раковин, трещин, уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы.

Литые изношенные корпуса кранов и литые детали трубопровода подлежат отбраковке в случаях, если:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

– уплотнительные элементы арматуры не обеспечивают ведения технологического процесса, и отремонтировать или заменить их невозможно;

– толщина стенки корпуса арматуры достигла значений, равных или меньших, которые указаны в таблице №2 приложения №8 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

#### Периодические испытания трубопроводов

Испытания на прочность и проверка на герметичность должны проводиться:

– для оценки технического состояния трубопроводов, на котором отсутствует или ограничена возможность применения методов неразрушающего контроля с периодичностью проведения ревизий после аварий;

– после замены участка трубопровода при капитальном ремонте, реконструкции или техническом перевооружении.

Испытания трубопроводов на прочность и проверка на герметичность проводятся в соответствии с инструкцией (мероприятиями), разработанной с учетом особенностей конкретного трубопровода и утвержденной техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Параметры испытаний (протяженность участка, испытательное давление, время выдержки под испытательным давлением и цикличность изменений давления при испытаниях) должна устанавливать эксплуатирующая организация (при необходимости совместно со специализированной организацией) с учетом технического состояния трубопровода, условий прокладки, профиля трассы, физико-химических свойств материала труб и других данных, характеризующих условия работы трубопровода. Если на участке проводились работы по внутритрубной диагностике, то испытания на прочность и проверку на герметичность выполнять не требуется.

Выявленные при испытаниях повреждения трубопроводов должны немедленно устраняться с внесением информации об их устранении в паспорт трубопровода.

Допускается не проводить испытание всего трубопровода после замены его участка при условии, что сам участок перед врезкой в трубопровод прошел испытание, а гарантийные стыки (места присоединения к трубопроводу) были подвергнуты двойному неразрушающему контролю.

#### Очистка трубопроводов

Перед проведением испытаний на прочность и герметичность предусмотрена очистка внутренней полости проектируемых трубопроводов продувкой при пневматических испытаниях и промывкой при гидравлических испытаниях без использования очистных или разделительных устройств.

Периодичность очистки трубопроводов очистными устройствами определяется индивидуально, в зависимости от особенностей его эксплуатации и свойств транспортируемой

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						97
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

среды на основании графиков, утвержденных техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Работы по очистке трубопроводов должны выполняться в соответствии с инструкциями или мероприятиями, разработанными эксплуатирующей организацией и утвержденными техническим руководителем эксплуатирующей организации.

#### Ремонт трубопроводов

По результатам анализа данных, полученных при наружных осмотрах, ревизиях, при расследовании аварий и инцидентов за весь срок эксплуатации трубопровода, проводится выбор вида и метода ремонта, определение объемов работ и сроков его проведения в зависимости от характера дефектов и ремонтпригодности трубопровода с учетом его загруженности на рассматриваемый период и в перспективе.

На основании результатов оценки технического состояния планируются следующие виды ремонта ПТ:

- текущий ремонт коротких участков с вырезкой дефектных мест или труб с монтажом катушек или секций труб, с восстановлением несущей способности труб (ремонт без вырезки);
- выборочный ремонт изоляции;
- капитальный ремонт, реконструкция, техническое перевооружение ПТ с заменой отдельных участков или всего ПТ.

Капитальный ремонт трубопровода выполняется силами и средствами ремонтно-строительных подразделений ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» или сторонними специализированными организациями.

Капитальный ремонт выполняется, как правило, по результатам проведения ревизий и диагностики трубопровода специализированными организациями, а также после ликвидации аварийных ситуаций в целях выполнения противоаварийных мероприятий.

Сведения о проведенных ремонтных работах должны быть внесены в исполнительную документацию и паспорт трубопровода.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>						98
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

## 20 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях

Исходя из условий обеспечения сохранности проектируемых трубопроводов от механических повреждений и в соответствии с требованиями п.9.3.1 СП 284.1325800.2016, минимальная глубина заложения до верхней образующей трубы принята:

- для нефтегазосборных трубопроводов:
  - а) на минеральных грунтах – не менее 0,8 м;
  - б) на болоте – не менее 0,6 м;
- для низконапорных водоводов на минеральных грунтах и болоте – не менее 1,8 м;

Земляные работы при строительстве трубопроводов выполняются в соответствии с требованиями ВСН 005-88, СП 45.13330.2017. Укладка трубопроводов в зависимости от несущей способности грунта и времени производства работ осуществляется с бровки траншеи, в соответствии ВСН 005-88.

Разработка траншей на минеральном грунте ведется одноковшовым экскаватором, засыпка осуществляется бульдозером. Разработка и засыпка траншеи по болоту II типа производится одноковшовым экскаватором с лежневого настила.

Строительно-монтажные работы осуществляются с вдоль трассового проезда.

При укладке труб и засыпке траншеи необходимо обеспечить:

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

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.			Лист
						<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	99
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 21 Транспортная безопасность

Транспортная безопасность на месторождении должна выполняться в соответствии статьи 8 Федерального закона от 09.02.2007 г № 16-ФЗ «О транспортной безопасности».

Обеспечение транспортной безопасности: реализация определяемой государством системы правовых, экономических, организационных и иных мер в сфере транспортного комплекса, соответствующих угрозам свершения незаконного вмешательства.

Планирование обеспечения транспортной безопасности на объектах на стадии проектирования и строительства – основа обеспечения безопасности населения страны на объектах транспортной инфраструктуры, включающий в себя перечень организационных и технических мероприятий. Происшествия при транспортировании могут представлять серьезную опасность для пассажиров, посетителей и сотрудников объектов.

Необходимо соблюдать требования, позволяющие спланировать обеспечение транспортной безопасности на стадии проектирования и строительства, направленные на предотвращение актов незаконного вмешательства:

- предотвращение несанкционированного доступа на объект производственного назначения физических лиц, транспортных средств и грузов;
- обнаружение взрывных устройств, оружия, боеприпасов и других предметов и веществ, запрещенных к проносу (провозу) в зону транспортной безопасности.

На месторождении действует контрольно-пропускной режим, включающий контрольно-пропускные пункты (КПП) на съездах с основной (федеральной) дороги и на каждом ответвлении при заезде на территорию эксплуатации заказчика, согласно действующего корпоративного стандарта нефтяной компании ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Необходимый перечень соблюдения правил безопасности при перевозке работников:

- работники подразделений по перевозке работников обязаны ежегодно проходить профилактический медицинский осмотр;
- работники подразделений по перевозке работников обязаны ежегодно проходить проверку на пригодность к действиям в условиях, связанных с применением огнестрельного оружия и специальных средств;
- перевозка работников к месту работы и обратно должна производиться в соответствии с требованиями Инструкции по перевозке рабочих автомобильным транспортом;
- строго соблюдать водителем законодательства Российской Федерации о безопасности дорожного движения и действующего корпоративного стандарта нефтяной компании ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
									100
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ			



- при расстоянии свыше 3 км от места сбора работников до места производства работ работодатель должен установить порядок доставки работников к месту работ и обратно с использованием средств передвижения, оборудованных для перевозки людей;
- перевозка работников к месту работ и обратно может осуществляться автобусами, легковыми и грузовыми автомобилями;
- перевозка работников при осмотре трассы осуществляется спецтехникой по специально оборудованным вдольтрассовым проездам и специально предусмотренным переездам через существующие коммуникации;
- все транспортные средства, оборудованные для перевозки людей, должны быть технически исправными, отвечать санитарным требованиям и требованиям пожарной безопасности. В них должны быть предусмотрены ограждающие устройства, лестницы с поручнями для посадки и высадки людей, средства связи старшего рабочей бригады с водителем транспортного средства;
- не допускается совместная перевозка транспортными средствами людей и горюче-смазочных материалов;
- автотранспортные средства должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения, укомплектованы знаком аварийной остановки, аптечкой первой помощи (автомобильной);
- при перевозке работников автомобильным транспортом или спецтехникой запрещается курить в кабине и салоне транспортного средства;
- движение автомобильного транспорта (спецтехники) при перевозке работников к месту работ и обратно должно производиться по разработанным маршрутам. Отклонения от маршрута допускаются только в связи с закрытием или ремонтом дорог на маршруте следования или по другим обоснованным причинам;
- количество перевозимых людей не должно превышать числа посадочных мест для пассажиров. Стоять и передвигаться в кузове грузового автомобиля во время его движения запрещается. Перед поездкой водитель должен проинструктировать пассажиров о порядке посадки, высадки, размещения и поведения во время движения транспортного средства. Для соблюдения порядка во время движения автомобиля назначают старшего группы;
- если перевозка людей осуществляется несколькими автомобилями, должен быть назначен старший по перевозке всех работников, которому обязаны подчиняться не только пассажиры, но и водители всех автомобилей;
- во время движения двери автобусов, борта грузовых автомобилей, двери спецтехники должны быть надежно закрыты и заперты типовыми засовами, крючками или другими запорами;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							101

– скорость движения при перевозке людей в кузове грузового автомобиля не должна превышать 60 км/ч;

– при движении в неблагоприятных погодных условиях (снегопаде, гололеде, тумане, ливне) водитель должен снижать скорость вплоть до остановки транспортного средства.

Перед выездом на линию водители автомобильного транспорта или спецтехники должны проходить предрейсовый медицинский осмотр (освидетельствование).

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									102
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>			

## 22 Сокращения

АГЗУ – Автоматизированная групповая замерная установка

ВЛ – Высоковольтная линия

ИГЭ – Инженерно-геологический элемент

ИИ – Инженерные изыскания

К – Куст скважин

КЕО – Коэффициент естественной освещенности

КИП – Контрольно-измерительные приборы

МФНС – Мультифазная насосная станция

ОПО – Опасный производственный объект

ПК – Пикет

ППР – Проект производства работ

ПТ - Промысловые трубопроводы

СМР – Строительно-монтажные работы

т.вр. – Точка врезки

ТПП – Территориально-производственное предприятие

ТУ – Технические условия

ЦПС – Центральный пункт сбора

УДР – Узел дополнительных работ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
										103
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

## 23 Ссылочные нормативные документы

- 1 Постановление Правительства РФ от 16. 02. 2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»
- 2 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15.12.2020 № 534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
- 3 Федеральный закон от 09.02.2007 г № 16-ФЗ «О транспортной безопасности»
- 4 ВСН 005-88 Строительство промысловых трубопроводов. Технология и организация
- 5 ВСН 006-89 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка
- 6 ВСН 011-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание
- 7 ВСН 012-88 Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ
- 8 ГОСТ 9.032-74 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения
- 9 ГОСТ 9.402-2004 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию
- 10 ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
- 11 ГОСТ 5264-80 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
- 12 ГОСТ 6465-76 Эмали ПФ-115. Технические условия
- 13 ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
- 14 ГОСТ 8509-93 Уголки стальные горячекатаные равнополочные. Сортамент
- 15 ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент
- 16 ГОСТ 9454-78 Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах
- 17 ГОСТ 9467-75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы
- 18 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
- 19 ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические условия
- 20 ГОСТ 14254-2015 Степени защиты, обеспечиваемые оболочками
- 21 ГОСТ 14918-2020 Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							104

- 22 ГОСТ 21880-2011 Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные.  
Технические условия
- 23 ГОСТ 23118-2019 Конструкции стальные строительные. Общие технические условия
- 24 ГОСТ 23143-83 Эмали ЭП-773. Технические условия
- 25 ГОСТ 25100-2020 «Грунты. Классификация»
- 26 ГОСТ 27772-2021 Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия
- 27 ГОСТ 28379-89 Шпатлевки ЭП-0010 и ЭП-0020. Технические условия
- 28 ГОСТ 30852.9-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон
- 29 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
- 30 ГОСТ Р 51558-2014 Средства и системы охранные телевизионные. Общие технические требования. Методы испытаний
- 31 ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование
- 32 ПУЭ, 7 издание Правила устройства электроустановок
- 33 СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)
- 34 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
- 35 СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ 99/2010)
- 36 СП 14.13330.2018 «СНиП II-7-81\* «Строительство в сейсмических районах»
- 37 СП 16.13330.2017 «СНиП II-23-81\* «Стальные конструкции»
- 38 СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия
- 39 СП 22.13330.2016 «СНиП 2.02.01-83\* «Основания зданий и сооружений»
- 40 СП 28.13330.2017 «СНиП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии»
- 41 СП 43.13330.2012 Свод правил. Сооружения промышленных предприятий
- 42 СП 45.13330.2017 «СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»
- 43 СП 48.13330.2019 «СНиП 12-01-2004 «Организация строительства»
- 44 СП 61.13330.2012 «СНиП 41-03-2003 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов»
- 45 СП 70.13330.2012 Свод правил. Несущие и ограждающие конструкции
- 46 СП 86.13330.2022 «СНиП III-42-80\* «Магистральные трубопроводы»
- 47 СП 115.13330.2016 «СНиП 22-01-95 «Геофизика опасных природных воздействий»
- 48 СП 131.13330.2020 «СНиП 23-01-99\* «Строительная климатология»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ	Лист
								105
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

49 СП 284.1325800.2016 Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ

50 СП 411.1325800.2018 Свод правил. Трубопроводы магистральные и промышленные для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
							106
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

10-2946/20С1775-ТКР.ТЧ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	107	-	-	-	2218-24		13.02.2024
2	-	107	-	-	-	2327-24		05.03.2024

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

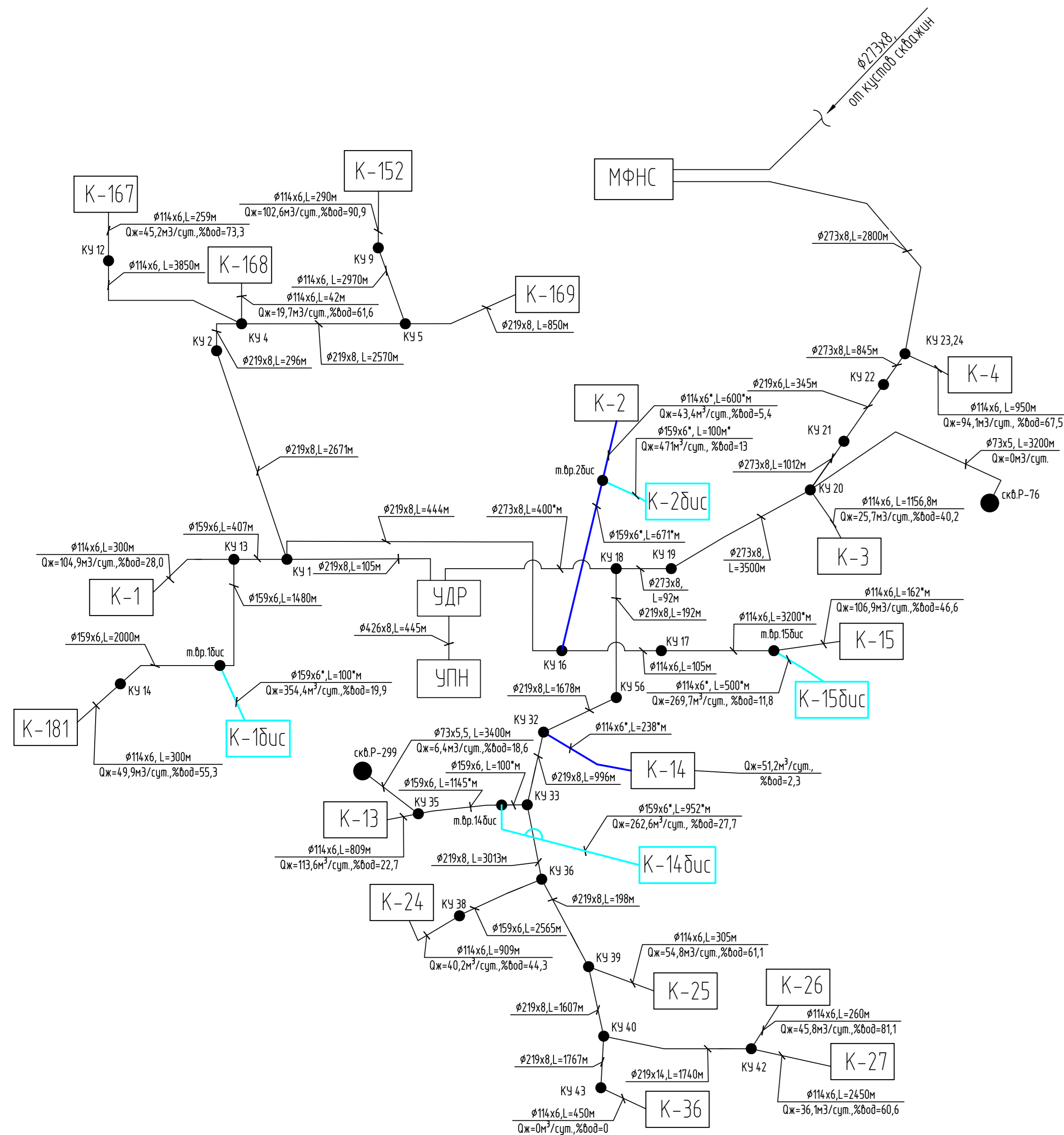
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	<b>10-2948/20С1775-ТКР.ТЧ</b>	Лист
							107

# Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.1 (Зам.)
2	Гидравлический расчет. Нефтегазосборные трубопроводы ЦДНГ-1 (УПН)	
3	Гидравлический расчет. Нефтегазосборные трубопроводы ЦДНГ-1 (МФНС)	
4	Гидравлический расчет. Низконапорные водоводы ЦДНГ-1	
5	Нефтегазосборные трубопроводы. Схема	Изм.1 (Зам.)
6	Низконапорные водоводы. Схема	Изм.1,2 (Зам.)

Взам. инв. №		10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1							
Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция		
	2	Зам	2327-24	05.03.24					
	1	Зам	2218-24	13.02.24			Линейные трубопроводы		
Инв. № подл.	Разраб.	Лысов			14.11.22	Стадия			
	Пров.	Сидоров			14.11.22	П	1	6	
	Н. контр.	Курсанова			14.11.22	ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"			
	ГИП	Шквыря			14.11.22				Ведомость графической части





**Исходные данные для гидравлического расчета участков**

№	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	Плотность безводной нефти при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	845
2	Вязкость нефти	-	-
При 20 °С			мПа·с
3	Температура продукта на устье	°С	30
4	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /т (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	101 (85,3)
5	Давление насыщения	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	9,7
6	Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1007
7	Давление на входе в МΦНС	МПа (изб.)	0,70
8	Давление на входе в УПН	МПа (изб.)	0,50

Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
	Установка подготовки нефти
	Существующая площадка куста скважин
	Проектируемая кустовая площадка по объекту 10-2944.2
	Существующая площадка одиночной скважины
	Крановый узел
	Существующий трубопровод
	Проектируемый трубопровод по объекту 10-2946
	Проектируемый трубопровод по объекту 10-2944.2

**Результаты гидравлического расчета участков до УПН:**

- Нефесборный трубопровод от Куста №1бис до т.вр. Куста №1бис;
- Нефесборный трубопровод от Куста №2бис до т.вр. Куста №2бис;
- Нефесборный трубопровод от Куста №14бис до т.вр. Куста №14бис;
- Нефесборный трубопровод от Куста №15бис до т.вр. Куста №15бис;
- Нефтегазопровод от Куста №14 до КУ №32;
- Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста «2 (КУ16).

№	Ветвь	L, м	D, мм	S, мм	Qвпл, м <sup>3</sup> /сут	Qбв, %	Vвпл, см/с	Vбв, см/с	Рвпл, МПа	Рбв, МПа	ΔР, МПа	Твпл, °С	Тбв, °С	Примечание
1	K-1 КУ 13	300	114	6	104,9	28,0	1,32	1,31	0,64	0,62	0,02	30,0	22,9	
2	K-13 КУ 35	809	114	6	113,6	22,7	1,31	1,30	0,75	0,71	0,04	30,0	14,5	
3	K-14 КУ 32	238*	114	6*	51,0	2,3	0,80	0,76	0,67	0,67	0,00	30,0	17,0	Проект 10-2946
4	K-14бис т.вр.14бис	100*	159	6*	262,6	27,7	1,40	1,41	0,74	0,70	0,04	30,0	20,2	Проект 10-2944.2
5	K-15 т.вр.15бис	162*	114	6	106,9	46,6	0,44	0,44	1,71	1,71	0,00	30,0	26,6	
6	K-152 КУ 9	290	114	6	102,6	90,9	0,30	0,29	0,59	0,56	0,03	30,0	4,1	
7	K-15бис т.вр.15бис	400*	114	6*	269,7	11,8	1,53	1,55	1,78	1,71	0,06	30,0	24,3	Проект 10-2944.2
8	K-167 КУ 12	259	114	6	45,2	73,3	0,27	0,26	0,57	0,57	0,00	30,0	21,4	
9	K-168 КУ 4	42	114	6	19,7	61,6	0,16	0,16	0,56	0,56	0,00	30,0	26,6	
10	K-169 КУ 10	150	219	8	45,0	57,1	0,10	0,09	0,56	0,56	0,00	30,0	6,7	
11	K-181 КУ 14	300	114	6	49,9	55,3	0,36	0,35	0,76	0,76	0,00	30,0	19,8	
12	K-1бис т.вр.1бис	100*	159	6*	354,4	19,9	1,99	2,00	0,77	0,76	0,01	30,0	29,0	Проект 10-2944.2
13	K-2 т.вр.2бис	600*	114	6*	43,4	5,4	0,63	0,57	0,71	0,70	0,00	30,0	5,3	Проект 10-2946
14	K-24 КУ 38	909	114	6	40,2	44,3	0,37	0,34	0,70	0,70	0,00	30,0	4,7	
15	K-25 КУ 39	305	114	6	54,8	61,1	0,38	0,37	0,70	0,69	0,00	30,0	20,7	
16	K-26 КУ 42	260	114	6	45,8	81,1	0,19	0,18	0,70	0,69	0,00	30,0	21,8	
17	K-27 КУ 42	2450	114	6	36,1	60,6	0,25	0,22	0,70	0,69	0,01	30,0	-1,5	
18	K-2бис т.вр.2бис	100*	159	6*	471,0	13,0	3,02	3,06	0,72	0,70	0,01	30,0	29,2	Проект 10-2944.2
19	K-3 КУ 20	1156,8	114	6	25,7	40,2	0,18	0,16	1,02	1,01	0,00	30,0	-0,6	
20	K-4 КУ 23,24	950	114	6	94,1	67,5	0,36	0,34	1,26	1,26	0,00	30,0	15,1	
21	КУ 1 БГ УПН	105	219	8	1612,7	27,1	5,44	5,72	0,55	0,52	0,03	12,4	12,3	
22	КУ 12 КУ 4	3850	114	6	45,2	73,3	0,26	0,25	0,57	0,56	0,01	21,4	-1,8	
23	КУ 13 КУ 1	407	159	6	509,2	25,0	3,10	3,40	0,62	0,55	0,07	17,3	15,7	
24	КУ 14 т.вр.1бис	2000	159	6	49,9	55,3	0,17	0,15	0,76	0,76	0,00	19,8	-0,6	
25	КУ 16 КУ 1	444	219	8	891,0	16,3	3,24	3,44	0,60	0,55	0,04	16,6	15,4	
26	КУ 17 КУ 16	105	114	6	376,6	21,7	4,55	4,95	0,66	0,60	0,06	9,1	8,7	
27	КУ 18 БГ УПН	400	273	8	3233,9	38,7	5,12	5,89	0,61	0,52	0,09	2,7	2,6	
28	КУ 19 КУ 18	92	273	8	2623,4	39,6	4,02	4,09	0,63	0,61	0,01	2,2	2,2	
29	КУ 2 КУ 1	2967	219	8	212,5	77,3	0,26	0,26	0,55	0,55	0,00	-0,6	-0,7	
30	КУ 20 КУ 19	3500	273	8	2623,4	39,6	2,63	4,02	1,02	0,63	0,39	3,3	2,2	
31	КУ 21 КУ 20	1012	273	8	2597,7	39,6	2,42	2,61	1,10	1,02	0,09	3,6	3,3	
32	КУ 22 КУ 21	345	219	6	2597,7	39,6	3,49	3,73	1,19	1,11	0,09	3,8	3,6	
33	КУ 23,24 КУ 22	845	273	8	2597,7	39,6	2,16	2,26	1,26	1,19	0,06	4,0	3,8	
34	КУ 32 КУ 56	1678	219	8	610,5	34,6	1,56	1,64	0,67	0,62	0,05	7,8	5,3	
35	КУ 33 КУ 32	996	219	8	559,5	37,5	1,34	1,37	0,69	0,67	0,02	9,0	7,2	
36	КУ 35 т.вр.14бис	1245	159	6	120,0	22,5	0,66	0,64	0,71	0,70	0,01	13,7	3,8	
37	КУ 36 КУ 33	2013	219	8	176,9	62,4	0,27	0,27	0,69	0,69	0,00	4,7	-0,3	
38	КУ 38 КУ 36	2565	159	6	40,2	44,3	0,16	0,16	0,70	0,69	0,00	4,7	-1,9	
39	КУ 39 КУ 36	198	219	8	136,7	67,7	0,19	0,19	0,69	0,69	0,00	7,2	6,3	
40	КУ 4 КУ 2	296	219	8	212,5	77,3	0,26	0,26	0,56	0,55	0,01	1,9	-0,6	
41	КУ 40 КУ 39	1607	219	8	81,9	72,1	0,10	0,10	0,69	0,69	0,00	1,3	-1,1	
42	КУ 42 КУ 40	1740	219	14	81,9	72,1	0,12	0,11	0,69	0,69	0,00	12,3	1,3	
43	КУ 5 КУ 4	2570	219	8	147,6	80,6	0,17	0,16	0,56	0,56	0,00	4,8	0,1	
44	КУ 56 КУ 18	192	219	8	610,5	34,6	1,64	1,66	0,62	0,61	0,01	5,3	5,1	
45	МΦНС КУ 23,24	2800	273	8	2503,6	38,6	1,86	2,10	1,44	1,26	0,18	4,4	3,5	
46	скв.Р-299	3400	73	5,5	6,4	18,6	0,21	0,19	0,74	0,71	0,03	30,0	-2,0	
47	т.вр.14бис КУ 33	1000	219	8	382,6	26,1	2,06	2,07	0,70	0,69	0,01	15,3	14,8	
48	т.вр.15бис КУ 17	3200*	114	6	376,6	21,7	1,98	4,55	1,71	0,66	1,06	25,1	9,1	
49	т.вр.1бис КУ 13	1480	159	6	404,3	24,3	2,13	2,47	0,76	0,62	0,14	24,3	15,8	
50	т.вр.2бис КУ 16	671*	159	6*	514,4	12,4	3,34	3,82	0,70	0,60	0,11	27,3	23,0	Проект 10-2946
51	УДР УПН	445	426	8	4846,6	34,8	3,71	3,84	0,52	0,50	0,02	5,6	5,5	

- 1\* Длина и толщина стенки проектируемого трубопровода будут уточнены в процессе проектирования после получения инженерных изысканий и выполнения расчетов на прочность трубопровода;
- 2 Данные по объемам добычи для проектных участков трубопроводов по з.10-2946 приняты согласно приложению №2 к заданию на проектирование (Технические условия на разработку проектной документации: "Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция");
- 3 Данные по объемам добычи для проектных кустов скважин по з.10-2944.2 приняты согласно приложению №1 к заданию на проектирование (Максимальные уровни добычи жидкости, нефти, газа и закачки воды для целей ППД с учётом добуривания месторождения им. Виноградова);
- 4 Данные по объемам добычи для существующих кустовых площадок приняты согласно технологическому режиму работы добывающих скважин за декабрь 2021 года;
- 5 Данные по объемам добычи для ранее запроектированных кустовых площадок приняты согласно данным проекта 150/18Н.5;
- 6 Проектируемые по заказу 10-2944.2 трубопроводы выделены серым цветом в результатах расчета;
- 7 Проектируемые по заказу 10-2946 трубопроводы выделены жёлтым цветом в результатах расчета;
- 8 Расчет выполнен в программе PipeSim.

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1					
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция					
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подпись	Дата
Разраб.	Лысов	2	14.11.22		14.11.22
Проб.	Сидоров				
Гидравлический расчет			Стандия	Лист	Листов
			П	2	
Нефтегазосборные трубопроводы ЦДНГ-1 (УПН)			ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		
Н.контр.	Курсанова		14.11.22		14.11.22
ГИП	Шкваря				

**Исходные данные для гидравлического расчета участков**

№	Показатели	Ед. изм.	Значение
1	Плотность безводной нефти при 20 °С	кг/м <sup>3</sup>	845
2	Вязкость нефти	-	-
	При 20 °С	мПа·с	8,62
	При 50 °С	мПа·с	4,16
3	Температура продукта на устье	°С	30
4	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /т (м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup> )	101 (85,3)
5	Давление насыщения	МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	9,7
6	Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1007
7	Давление на входе в МФНС	МПа (изб.)	0,70
8	Давление на входе в УПН	МПа (изб.)	0,50

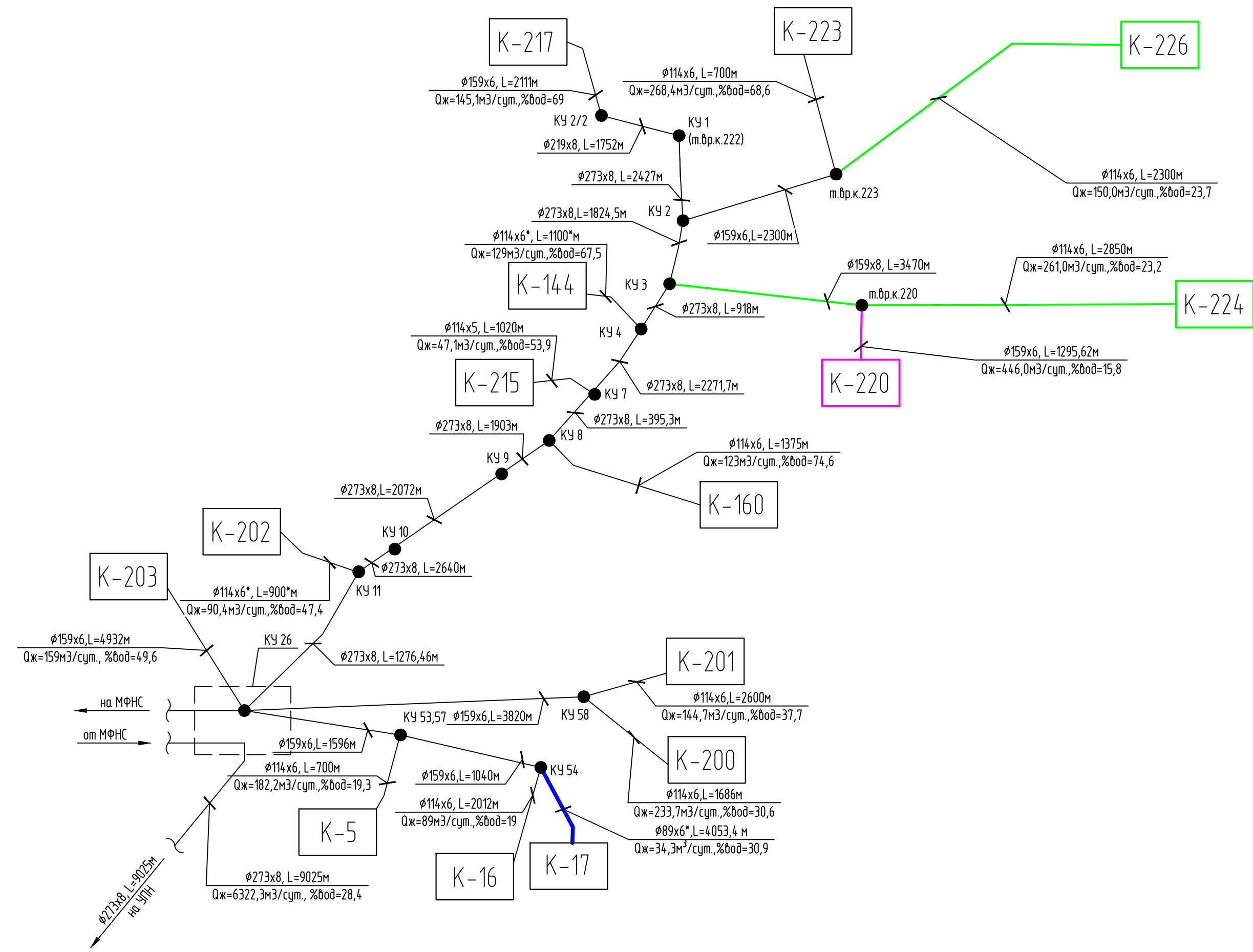
Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
<span style="border: 1px solid black; padding: 2px;">К-17</span>	Существующая площадка куста скважин
<span style="border: 1px solid green; padding: 2px;">К-204</span>	Ранее запроектированная кустовая площадка (проект 150/18Н.1 НИИЭС)
<span style="border: 1px solid magenta; padding: 2px;">К-220</span>	Проектируемая кустовая площадка по объекту 10-2984.2
● скв.105р	Существующая площадка одиночной скважины
КУ	Крановый узел
—	Существующий трубопровод
—	Ранее запроектированный трубопровод (проект 150/18Н.1 НИИЭС)
—	Проектируемый трубопровод по объекту 10-2984.2
—	Проектируемый трубопровод по объекту 10-2946

Результаты гидравлического расчета участков до МФНС:

• Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ№54

№	Ветвь	L, м	D, мм	S, мм	Qжид, м <sup>3</sup> /сут	Обв, %	Увнч, см.м/с	Укон, см.м/с	Рнач, МПа	Ркон, МПа	ΔP, МПа	Тнач, °С	Ткон, °С	Примечание
1	К-144 - КУ 4	1100*	114	6	129,0	67,5	0,54	0,53	1,11	1,09	0,02	30,0	16,8	
2	К-16 - КУ54	2012	114	6	89,0	19,0	0,95	0,90	0,86	0,79	0,06	30,0	1,7	
3	К-160 - КУ 8	1375	114	6	123,4	74,6	0,47	0,45	1,03	1,01	0,02	30,0	14,5	
4	К-17 - КУ54	4053,4	89	6*	34,3	30,9	0,56	0,52	0,85	0,79	0,06	30,0	-2,0	Проект 10-2946
5	К-200 - КУ 58	1686	114	6	233,7	30,6	1,63	1,91	1,18	0,92	0,25	30,0	14,9	
6	К-201 - КУ 58	2600	114	6	144,7	37,7	1,04	1,04	1,03	0,92	0,11	30,0	5,7	
7	К-202 - КУ 11	900*	114	6	90,4	47,4	0,73	0,70	0,78	0,76	0,02	30,0	13,8	
8	К-203 - КУ 12	4932	159	6	159,0	49,6	0,63	0,58	0,73	0,70	0,03	30,0	0,8	
9	К-215 - КУ 7	1020	114	5	47,1	53,9	0,26	0,24	1,03	1,02	0,00	30,0	5,8	
10	К-217 - КУ-2/2 (т.вр.к.219)	2111	159	6	145,1	69,0	0,28	0,26	1,13	1,12	0,01	30,0	9,9	
11	К-220 - т.вр.к.220	1296	159	6	446,0	15,8	1,22	1,22	1,71	1,64	0,07	30,0	21,0	Проект 10-2984.2
12	К-223 - т.вр.к.223	700	114	6	268,4	68,6	1,00	1,02	1,26	1,21	0,05	30,0	25,1	
13	К-224 - т.вр.к.220	2850	114	6	261,0	23,2	1,21	1,31	1,98	1,64	0,33	30,0	9,4	
14	К-226 - т.вр.к.223	2300	114	6	150,0	23,7	1,00	0,99	1,34	1,21	0,13	30,0	5,7	
15	К-5 - КУ 53,57	700	114	6	182,2	19,3	1,91	2,00	0,87	0,79	0,08	30,0	20,0	
16	КУ 1 (т.вр.к.222) - КУ 2	2427	273	8	145,1	69,0	0,08	0,08	1,12	1,12	0,00	2,8	-0,7	
17	КУ 10 - КУ 11	2640	273	8	1570,0	41,7	1,77	1,98	0,87	0,76	0,10	4,3	3,2	
18	КУ 11 - КУ 26	1276,5	273	8	1660,4	42,0	2,09	2,25	0,76	0,70	0,06	3,8	3,3	
19	КУ 2/2 (т.вр.к.219) - КУ 1 (т.вр.к.222)	1752	219	8	145,1	69,0	0,14	0,13	1,12	1,12	0,00	9,9	2,8	
20	КУ 2 - КУ 3	1824,5	273	8	563,5	56,8	0,42	0,41	1,12	1,11	0,01	8,4	5,6	
21	КУ 3 - КУ 4	918	273	8	1270,5	35,5	1,26	1,28	1,11	1,09	0,02	6,8	6,1	
22	КУ 4 - КУ 7	2271,7	273	8	1399,5	38,4	1,37	1,43	1,09	1,03	0,06	7,3	5,8	
23	КУ 53,57 - КУ 26	1596	159	6	305,5	20,5	1,54	1,67	0,79	0,70	0,09	11,4	5,6	
24	КУ 54 - КУ 53,57	1040	159	6	123,3	22,3	0,58	0,58	0,79	0,79	0,01	0,6	-0,9	
25	КУ 58 - КУ 26	3820	159	6	378,4	33,3	1,42	1,75	0,92	0,70	0,22	11,3	3,0	
26	КУ 7 - КУ 8	395,3	273	8	1446,6	38,9	1,47	1,48	1,02	1,01	0,01	5,8	5,5	
27	КУ 8 - КУ 9	1903	273	8	1570,0	41,7	1,56	1,65	1,01	0,95	0,06	6,4	5,3	
28	КУ 9 - КУ 10	2072	273	8	1570,0	41,7	1,65	1,77	0,94	0,87	0,07	5,3	4,3	
29	т.вр.к.220 - КУ 3	3470	159	6	707,0	18,5	1,85	2,59	1,64	1,11	0,52	16,5	8,1	
30	т.вр.к.223 - КУ 2	2300	159	6	418,4	52,5	0,99	1,02	1,21	1,13	0,08	19,7	11,9	



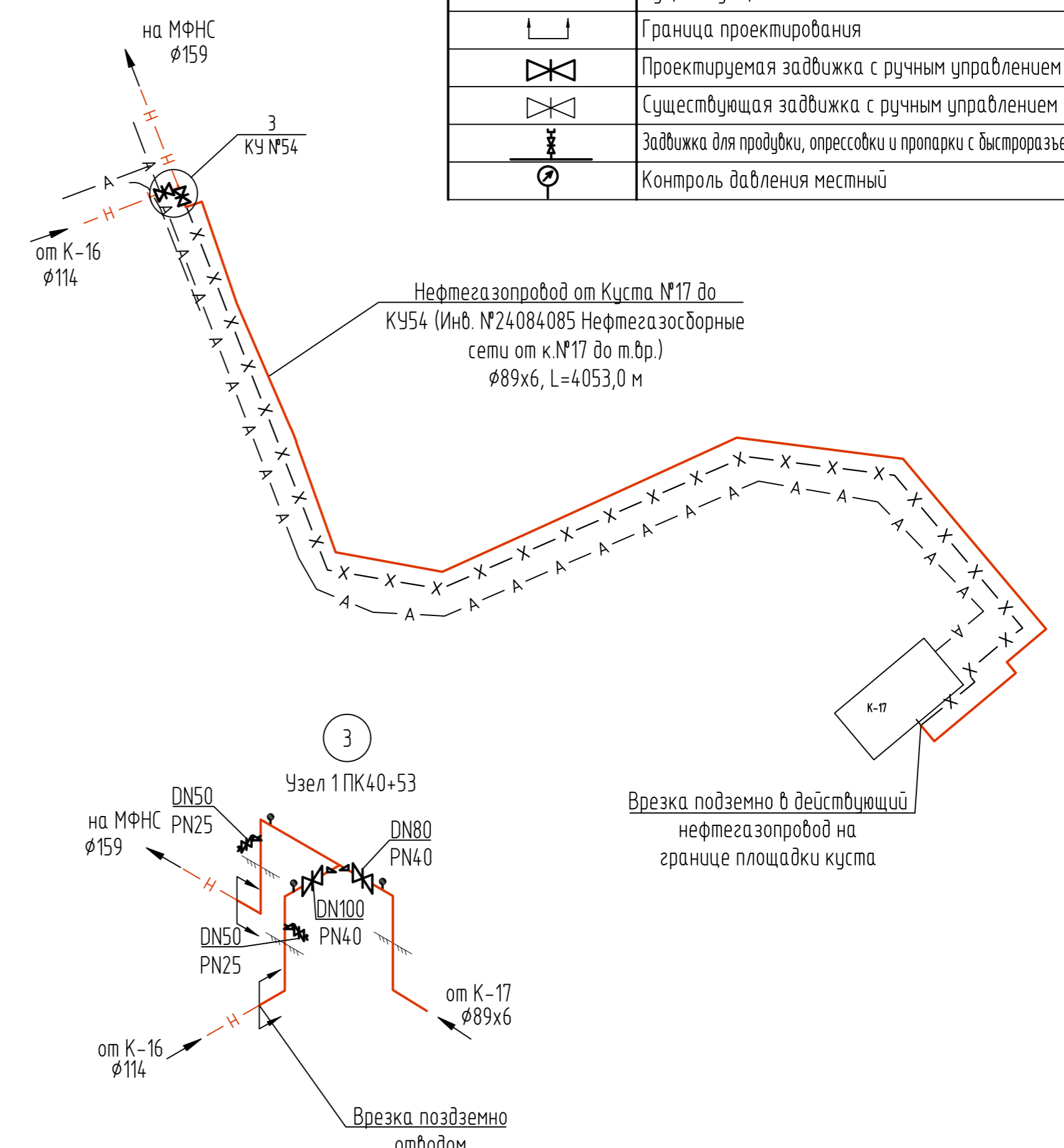
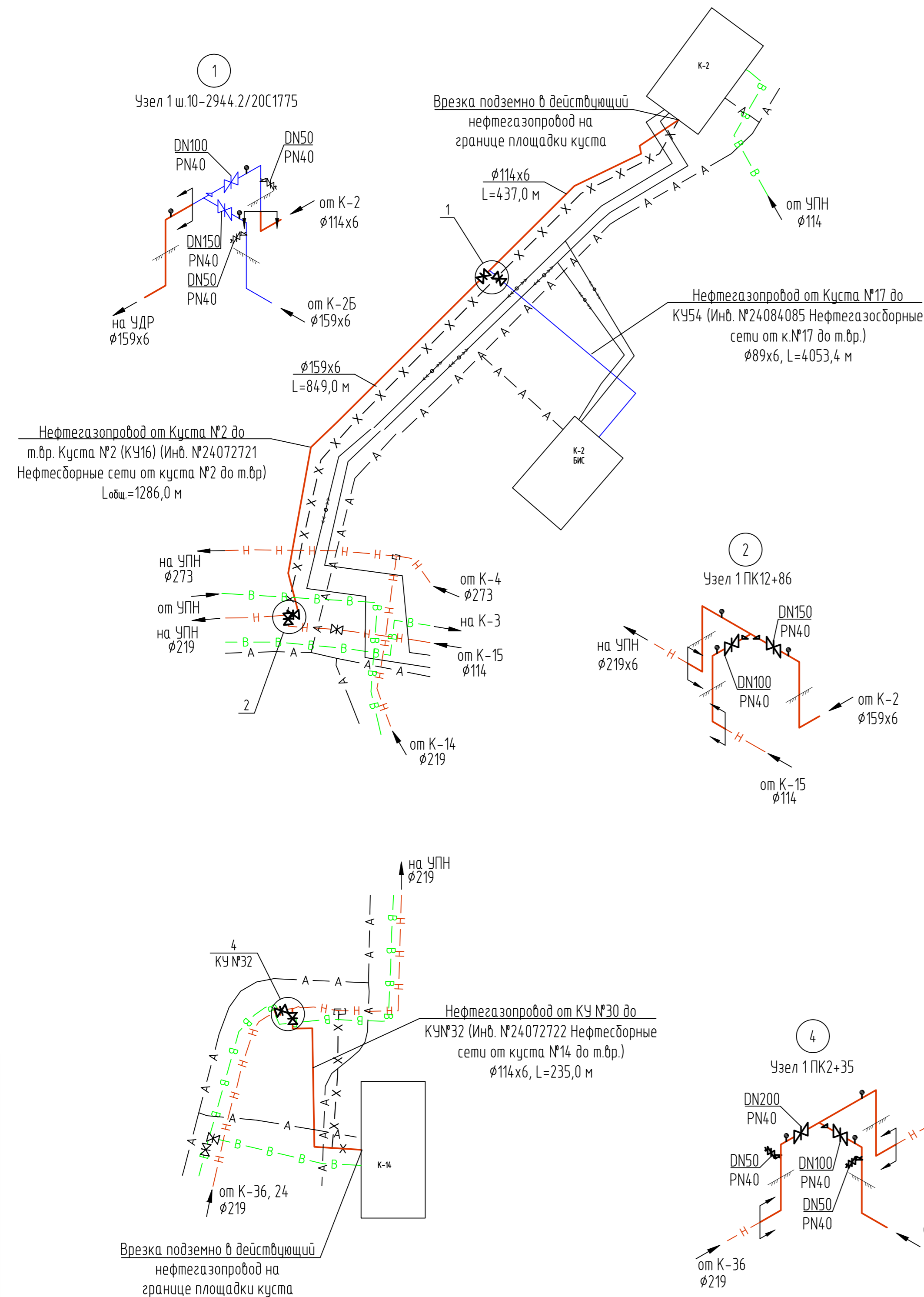
- \* Длина и толщина стенки проектируемого трубопровода будут уточнены в процессе проектирования после получения инженерных изысканий и выполнения расчетов на прочность трубопроводов;
- Данные по объему добычи для проектного участка трубопровода приняты согласно приложения №2 к заданию на проектирование (Технические условия на разработку проектной документации: "Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция");
- Данные по объемам добычи с существующих кустовых площадок приняты согласно технологическому режиму работы добывающих скважин за декабрь 2021 года;
- Данные по объемам добычи с ранее запроектированных кустовых площадок приняты согласно данным проекта 150/18Н.5;
- Проектируемый по объекту 10-2946 трубопровод выделен серым цветом в результатах расчета;
- Расчет выполнен в программе PipeSim.

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1					
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№вок	Подпись	Дата
Разраб.	Лысов				14.11.22
Проб.	Сидоров				14.11.22
Гидравлический расчет					
Н. контр.	Курсанова				14.11.22
ГИП	Шкваря				14.11.22
Нефтегазосборные трубопроводы ЦДНГ-1 (МФНС)			ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		



Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
К-6	Куст скважин существующий
	Проектируемый нефтегазосборный трубопровод
	Существующий нефтегазопровод
	Запроектированный нефтегазосборный трубопровод по ш. 10-2944.2/20С1775
	Существующий высоконапорный водовод
	Демонтируемый трубопровод
	Существующая автодорога
	Существующая ВЛ
	Граница проектирования
	Проектируемая задвижка с ручным управлением
	Существующая задвижка с ручным управлением
	Задвижка для продувки, опрессовки и пропарки с быстроразъемным соединением проектируемая
	Контроль давления местный

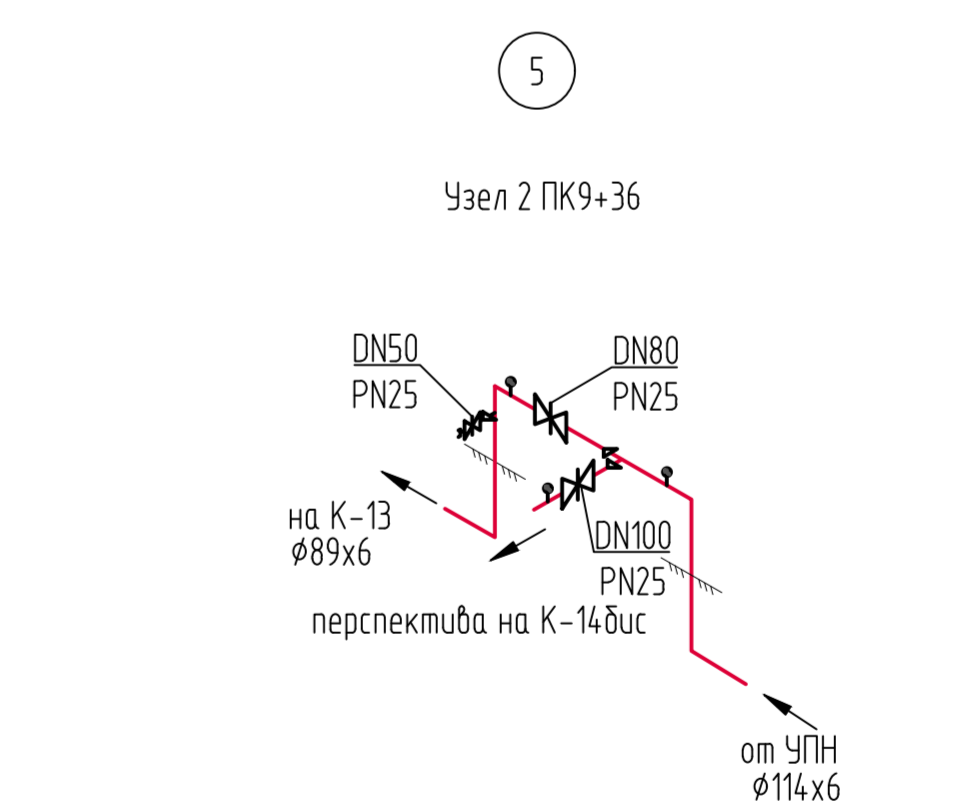
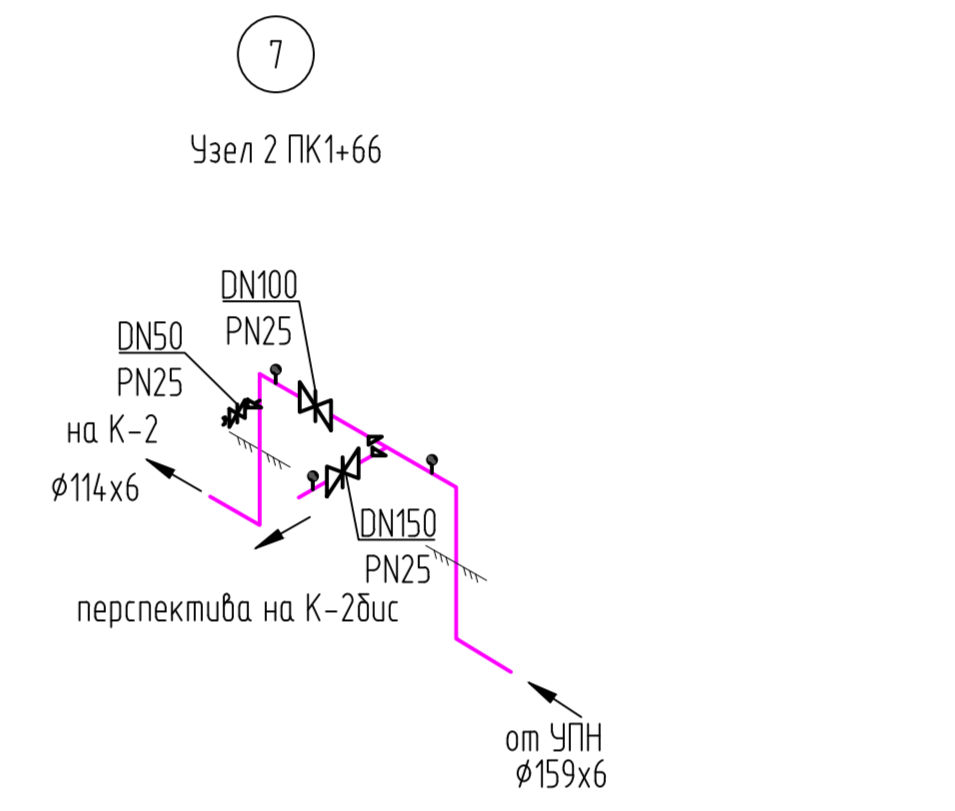
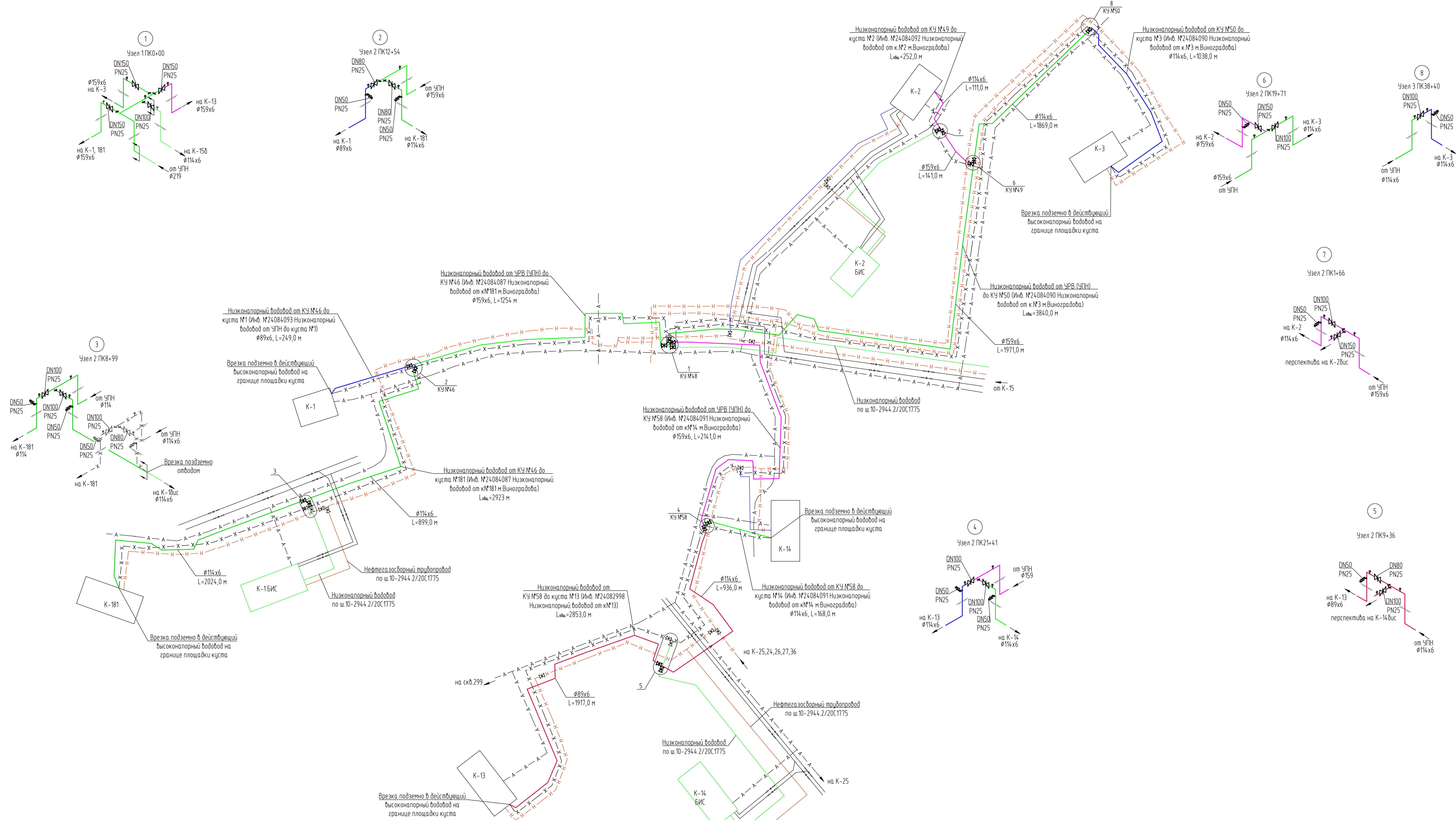


Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1					
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Лысов				14.11.22
Проб.	Сидоров				14.11.22
					Нефтегазосборные трубопроводы
					Схема
					ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"
					Формат А2

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Примечание
K-...	Куст скважин существующий
K-...	Куст скважин проектируемый по ш.10-2944.1/20С1775
— — — — —	Проектируемый низконапорный водовод
— H — H — H —	Существующий нефтегазопровод
— — — — —	Проектируемый низконапорный водовод по ш.10-2944.2/20С1775
— — — — —	Проектируемый нефтегазосборный трубопровод ст.10-2946/20С1775-ОТР.ГЧ1
-x-x-	Демонтируемый трубопровод
-A-A-	Существующая автодорога
— — — — —	Существующая ВЛ
↑ ↓	Граница проектирования
⊗ ⊙	Проектируемая задвижка с ручным управлением
⊕ ⊖	Задвижка для продувки, опрессовки и пропарки с выгораемым соединением проектируемая
⊖	Контроль давления местный



И.М. П. №	Лист
В.М. П. №	Лист

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ1			
Трубопроводы месторождения им. В.И. Виноградова.			
Реконструкция			
Изм.	Кол.	Лист	Дата
1	Эм	2017-24	15.03.24
2	Эм	2018-24	14.11.22
3	Эм	2018-24	14.11.22
4	Эм	2018-24	14.11.22
5	Эм	2018-24	14.11.22
6	Эм	2018-24	14.11.22
7	Эм	2018-24	14.11.22
8	Эм	2018-24	14.11.22
9	Эм	2018-24	14.11.22
10	Эм	2018-24	14.11.22
11	Эм	2018-24	14.11.22
12	Эм	2018-24	14.11.22
13	Эм	2018-24	14.11.22
14	Эм	2018-24	14.11.22
15	Эм	2018-24	14.11.22
16	Эм	2018-24	14.11.22
17	Эм	2018-24	14.11.22
18	Эм	2018-24	14.11.22
19	Эм	2018-24	14.11.22
20	Эм	2018-24	14.11.22
21	Эм	2018-24	14.11.22
22	Эм	2018-24	14.11.22
23	Эм	2018-24	14.11.22
24	Эм	2018-24	14.11.22
25	Эм	2018-24	14.11.22
26	Эм	2018-24	14.11.22
27	Эм	2018-24	14.11.22
28	Эм	2018-24	14.11.22
29	Эм	2018-24	14.11.22
30	Эм	2018-24	14.11.22
31	Эм	2018-24	14.11.22
32	Эм	2018-24	14.11.22
33	Эм	2018-24	14.11.22
34	Эм	2018-24	14.11.22
35	Эм	2018-24	14.11.22
36	Эм	2018-24	14.11.22
37	Эм	2018-24	14.11.22
38	Эм	2018-24	14.11.22
39	Эм	2018-24	14.11.22
40	Эм	2018-24	14.11.22
41	Эм	2018-24	14.11.22
42	Эм	2018-24	14.11.22
43	Эм	2018-24	14.11.22
44	Эм	2018-24	14.11.22
45	Эм	2018-24	14.11.22
46	Эм	2018-24	14.11.22
47	Эм	2018-24	14.11.22
48	Эм	2018-24	14.11.22
49	Эм	2018-24	14.11.22
50	Эм	2018-24	14.11.22
51	Эм	2018-24	14.11.22
52	Эм	2018-24	14.11.22
53	Эм	2018-24	14.11.22
54	Эм	2018-24	14.11.22
55	Эм	2018-24	14.11.22
56	Эм	2018-24	14.11.22
57	Эм	2018-24	14.11.22
58	Эм	2018-24	14.11.22
59	Эм	2018-24	14.11.22
60	Эм	2018-24	14.11.22
61	Эм	2018-24	14.11.22
62	Эм	2018-24	14.11.22
63	Эм	2018-24	14.11.22
64	Эм	2018-24	14.11.22
65	Эм	2018-24	14.11.22
66	Эм	2018-24	14.11.22
67	Эм	2018-24	14.11.22
68	Эм	2018-24	14.11.22
69	Эм	2018-24	14.11.22
70	Эм	2018-24	14.11.22
71	Эм	2018-24	14.11.22
72	Эм	2018-24	14.11.22
73	Эм	2018-24	14.11.22
74	Эм	2018-24	14.11.22
75	Эм	2018-24	14.11.22
76	Эм	2018-24	14.11.22
77	Эм	2018-24	14.11.22
78	Эм	2018-24	14.11.22
79	Эм	2018-24	14.11.22
80	Эм	2018-24	14.11.22
81	Эм	2018-24	14.11.22
82	Эм	2018-24	14.11.22
83	Эм	2018-24	14.11.22
84	Эм	2018-24	14.11.22
85	Эм	2018-24	14.11.22
86	Эм	2018-24	14.11.22
87	Эм	2018-24	14.11.22
88	Эм	2018-24	14.11.22
89	Эм	2018-24	14.11.22
90	Эм	2018-24	14.11.22
91	Эм	2018-24	14.11.22
92	Эм	2018-24	14.11.22
93	Эм	2018-24	14.11.22
94	Эм	2018-24	14.11.22
95	Эм	2018-24	14.11.22
96	Эм	2018-24	14.11.22
97	Эм	2018-24	14.11.22
98	Эм	2018-24	14.11.22
99	Эм	2018-24	14.11.22
100	Эм	2018-24	14.11.22

Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	Изм.2, 3 (Зам.)
2	Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтедоборные сети от куста №2 до т.вр). Подключение к Узел 1 ш.10-2944.2/20С1775 ПК4+37 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
3	Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтедоборные сети от куста №2 до т.вр). Узел 1 ПК12+86 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
4	Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.№17 до т.вр.). Узел 1 ПК40+53 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
5	Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ№32 (Инв. №24072722 Нефтедоборные сети от куста №14 до т.вр.). Узел 1 ПК2+35 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
6	Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №1 (Инв. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до куста №1). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
7	Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
8	Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова). Узел 2 ПК8+99 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
9	Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
10	Низконапорный водовод от КУ №49 до куста №2 (Инв. №24084092 Низконапорный водовод от к.№2 м.Виноградова). Узел 2 ПК1+66 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
11	Низконапорный водовод от КУ №50 до куста №3 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)

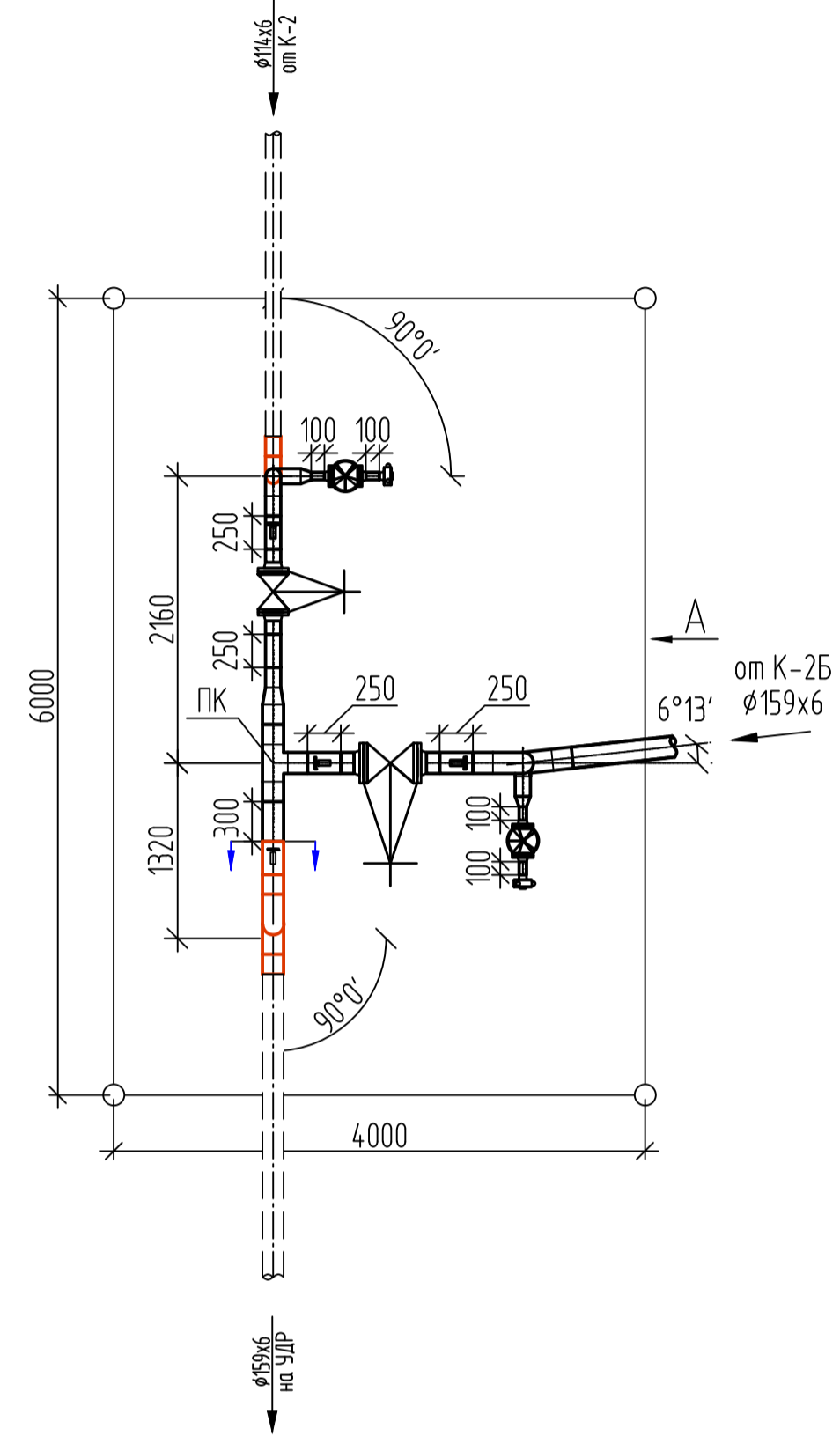
12	Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к.№13). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
13	Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №13 (Инв. №24082998 Низконапорный водовод от к.№13). Узел 2 ПК9+36 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
14	Низконапорный водовод от КУ №58 до куста №14 (Инв. №24084091 Низконапорный водовод от к.№14 м.Виноградова). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
15	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
16	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инв. №24084087 Низконапорный водовод от к.№181 м.Виноградова). Узел 2 ПК12+54 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
17	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
18	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова). Узел 2 ПК19+71 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
19	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова). Узел 3 ПК38+40 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
20	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова). Узел 1 ПК0+00 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)
21	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инв. №24084090 Низконапорный водовод от к.№3 м.Виноградова). Узел 2 ПК1+66 (1:50)	Изм.2, 3 (Зам.)

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

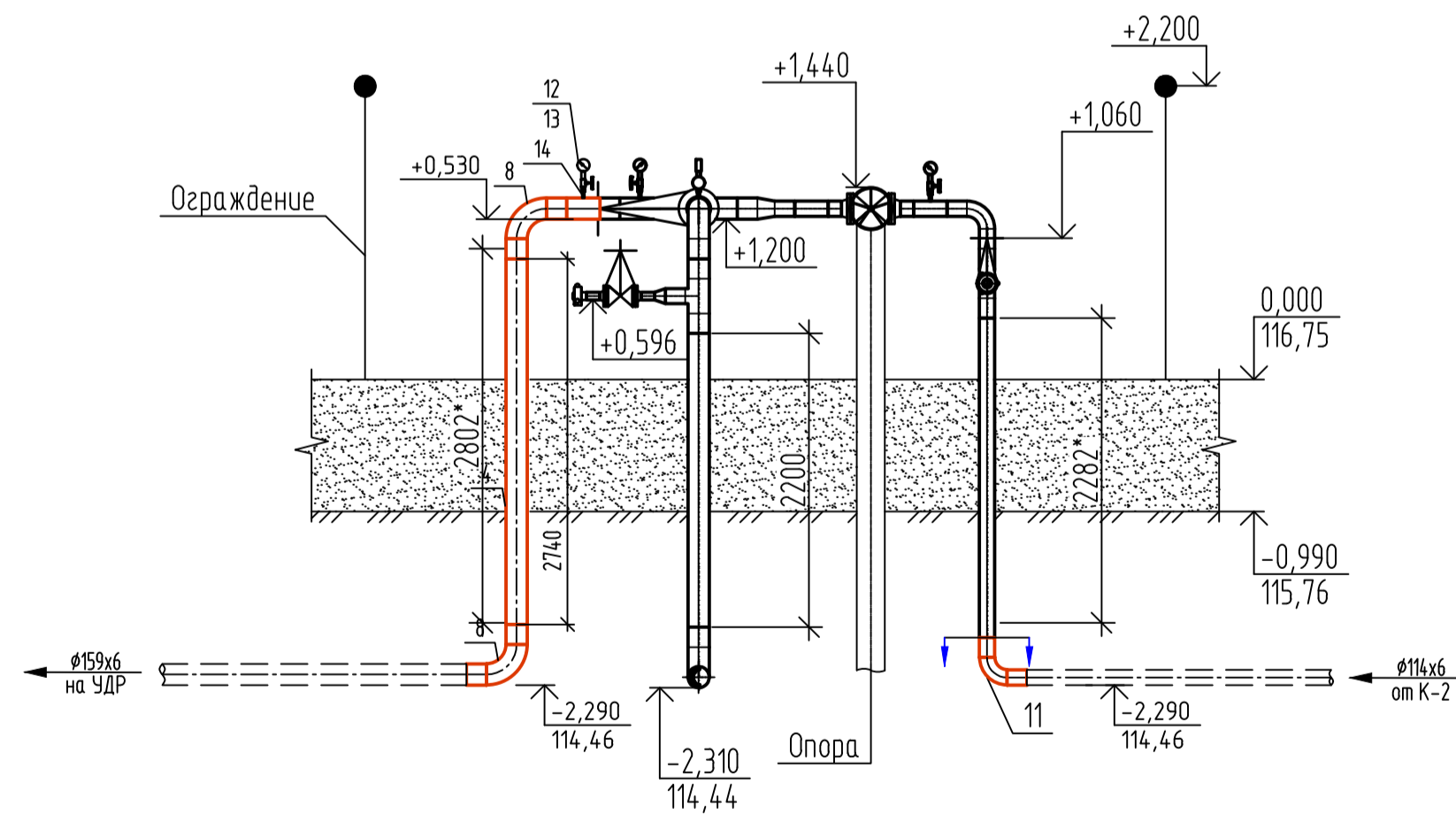
						10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2			
						Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция			
3		Зам	2354-24		15.03.24	Линейные трубопроводы. Узлы запорной арматуры	Стадия	Лист	Листов
2		Нов	2327-24		05.03.24		П	1	22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Ведомость графической части	ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		
Разраб.		Лысов			14.11.22				
Проб.		Сидоров			14.11.22				
Н. контр.		Курсанова			14.11.22				
ГИП		Шквыря			14.11.22				

Подключение к Узел 1 ш.10-2944.2/20С1775

ПК4+37



A



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Трубы					
1	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
		159x6-K48-20A	3	22,64	м
2	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 3сл ПЭ-80)			
		Детали трубопровода			
3	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приборными катушками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4		90°-114x6-20A	1	3,8	шт.
		90°-159x6-20A	2	8,0	шт.
Прочие изделия					
4	ТУ 4212-389-04.1113635-2004	Манометр показывающий			
		МП4-УХЛП-6 МПа-IP54-Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
5		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
		БПО2-М20x1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
6		Вентильный блок с дренажным устройством			
		В-05Д	1	0,55	шт.
7	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159x6М	5		шт.
8	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114x6М	2		шт.
9	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	5		шт.
10	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	2		шт.

Ведомость изоляционных работ

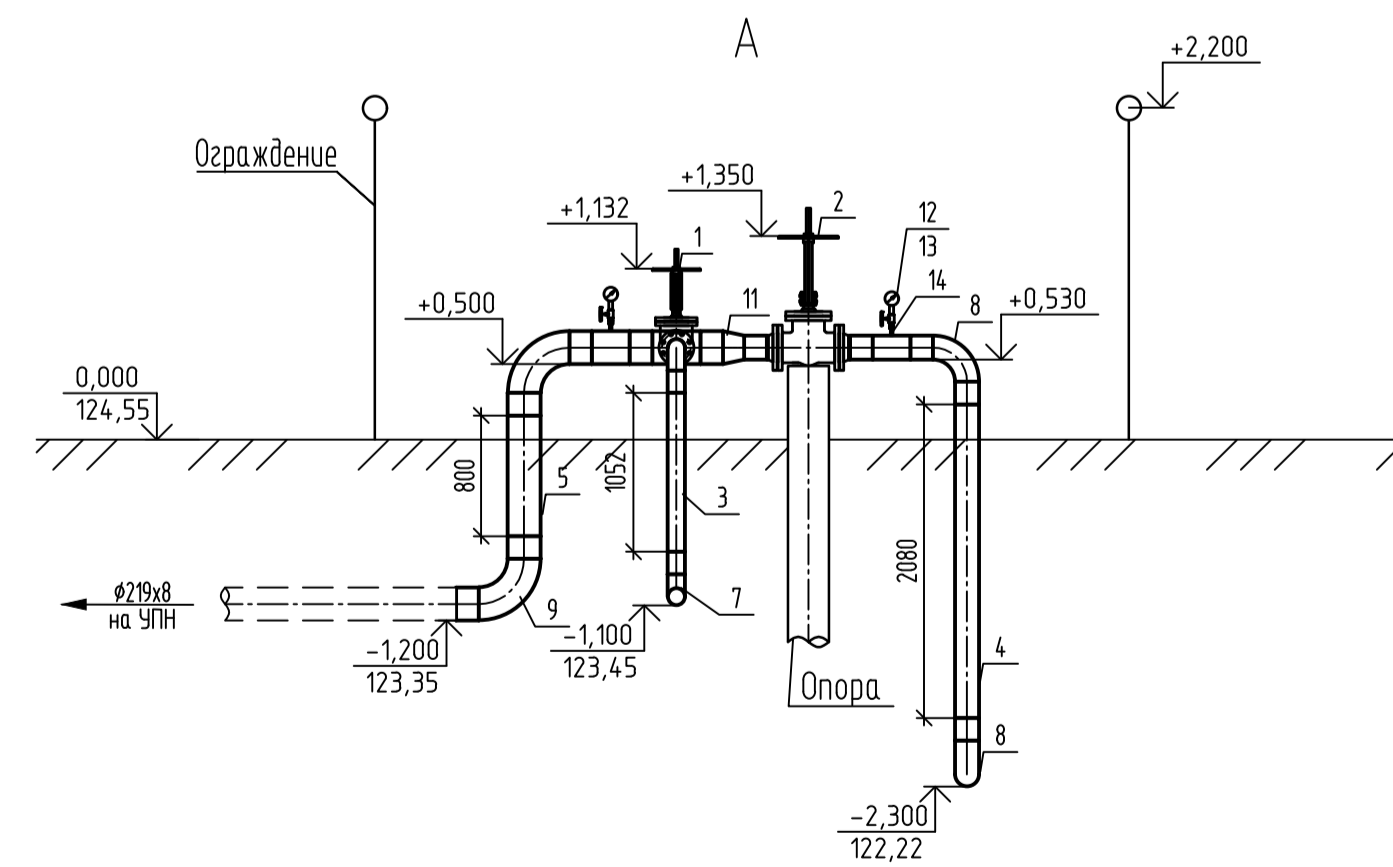
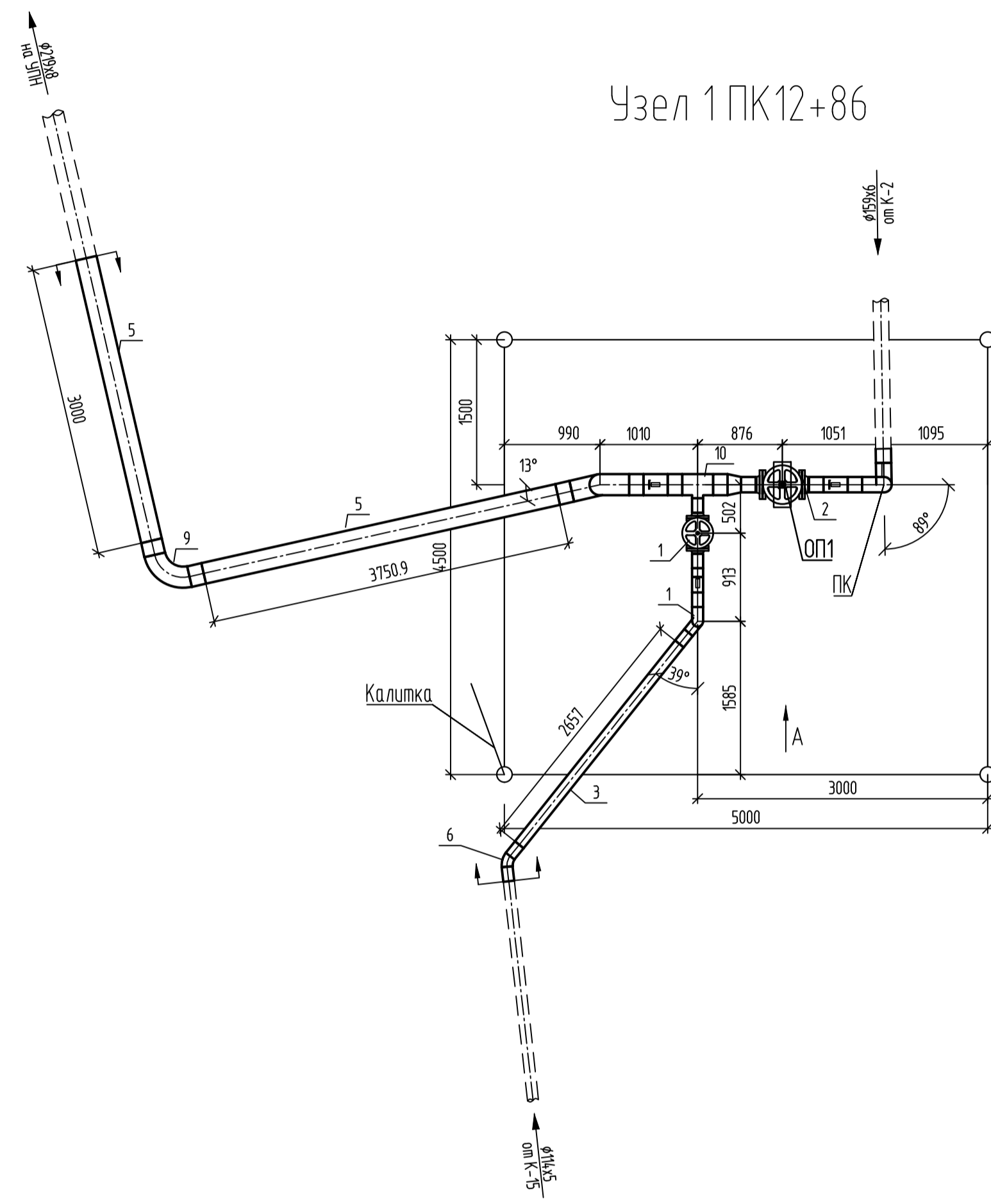
Диаметр трубопровода мм	Обозначение					
	Антикоррозионная, м				Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод.вн.	Завод.нар.	Завод.вн.	Завод.нар.			
114	1	1	-	-	-	-
159	3	3	2,50	2,50	2,50	0,50

Имя, № подл. Подл. и дата. Взам. штаб. №

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2						
3	Зем	294-24	5.03.24	Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция		
2	Июл	237-24	05.03.24			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Лисов		20.10.22	Нефтегазпроект от Куста №2 до Куста №2 (КЧ6) (Имб. №24072721 Нефтегазпроект)	Стация	
Проб.	Лисов		20.10.22	Куста №2 (КЧ6) (Имб. №24072721 Нефтегазпроект) сели от Куста №2 до т.тр)	Лист	
Н. контр.	Сидоров		20.10.22	Подключение к Узел 1 ш.10-2944.2/20С1775 ПК4+37 (1:50)	Листов	
					П	2
					ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Запорная арматура			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С101Р2,ВР2)-ЛТ.0Л1	DN100 PN4, 0 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С101Р2,ВР2)-ЛТ.0Л2	DN150 PN4, 0 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	170,0	шт.
		Трубы			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
3		114х6-К48-20А	4	16,00	м
4		159х6-К48-20А	2,5	22,64	м
5		219х8-К48-20А	8	41,63	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЭ-80)			
		Детали трубопровода			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными катушками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
6		45°-114х6-20А	1	1,9	шт.
7		90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
8		90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
9		90°-219х8-20А	3	20,0	шт.
10	ГОСТ 17376-2001	Тройник 219х8-114х6-20А	1	16,4	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
		с приварными катушками L=150 мм			
11	ГОСТ 17378-2001	Переход П К 219х8-159х6-20А	1	7,2	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
		с приварными катушками L=150 мм			
		Прочие изделия			
		Манометр показывающий			
12	ТУ 4212-389-04.1113635-2004	МП4-УУХП1-6 МПа-IP54-Безоп.стекло-160	3	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
13		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	3	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
14		В-05Д	3	0,55	шт.
15	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-219х8М	9		шт.
16	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	6		шт.
17	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	8		шт.
18	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.219.450.1,4	9		шт.
19	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	6		шт.
20	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	8		шт.



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение					
	Антикоррозионная, м				Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод.вн.	Завод.нар.	Завод.вн.	Завод.нар.			
114	4	4	2	2	2,50	0,50
159	2	2	2,50	2,50	3,00	0,50
219	8,00	8,00	2,50	2,50	3,00	0,50

										10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2	
3	Зем	294-24	5.03.24	Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.							
2	Нар	237-24	05.03.24	Реконструкция							
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Нефтегазопровод от Куста №2 до Куста №2 (КЧ6) (Инд. №24072721 Нефтегазопроводной сети от Куста №2 до м.тр)		Стация	Лист	Листов	
Разраб.	Лисов		20.10.22					П	3		
Проб.	Лисов		20.10.22								
Н.контр.	Сидоров		20.10.22			Узел 1 ПК12+86 (1:50)		ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"			

Имя, № подл., Подп. и дата, Взам. штаб. №



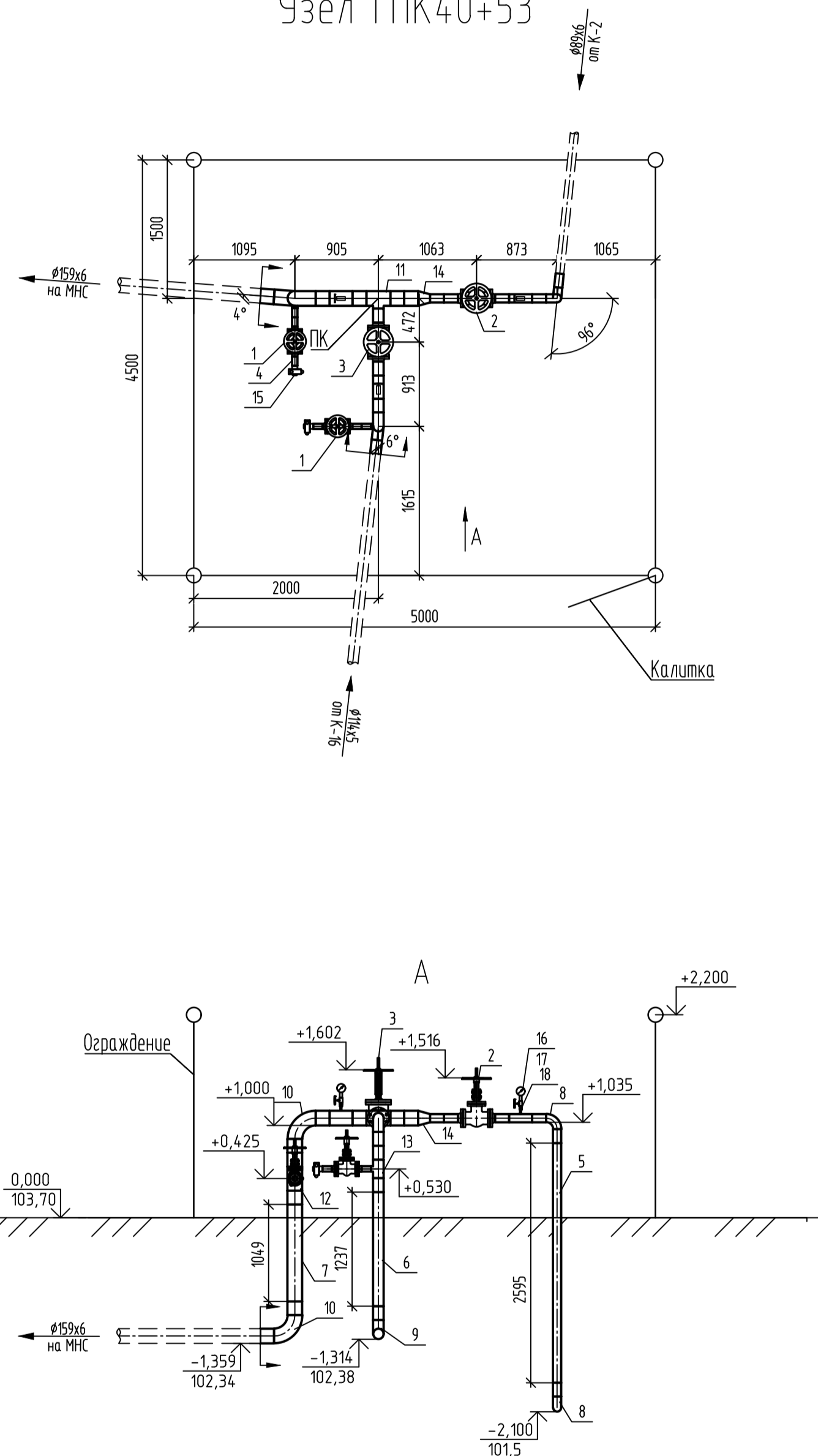
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Приме- чание
Запорная арматура					
Задвижки					
1	10-2946/20С1775-С101Р17,У3П32)-ЛТ.0Л1	DN50 PN4,0 МПа (с патрубками L=150 мм)	2	32,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С101Р17,У3П32)-ЛТ.0Л2	DN80 PN4,0 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	54,0	шт.
3	10-2946/20С1775-С101Р17,У3П32)-ЛТ.0Л3	DN100 PN4,0 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
Трубы					
Трубы					
4	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	57х6-К48-20А	1	7,55	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80)			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
5		89х6-К48-20А	3	12,28	м
6		114х5-К48-20А	2	13,44	м
7		159х6-К48-20А	2	22,64	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)			
Детали трубопровода					
Отводы с приварными катожками L=150 мм					
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
8		90°-89х6-20А	2	3,7	шт.
9		90°-114х5-20А	2	3,8	шт.
10		90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
	ГОСТ 17376-2001	Тройник с приварными катожками L=150 мм			
11		159х6-114х5-20А	1	3,9	шт.
12		159х6-57х6-20А	1	2,8	шт.
13		114х5-57х6-20А	1	1,5	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
14	ГОСТ 17378-2001	Переход П К 159х6-89х6-20А	1	4,2	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
с приварными катожками L=150 мм					
Прочие изделия					
15	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)	2	7,80	шт.
Манометр показывающий					
16	ТУ 4212-389-04.11113635-2004	МП4-УУХЛ1-6 МПа-IP54-Безоп.стекло-160	3	1,2	шт.
Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм					
17		БП02-М20х1,5-100 Ст45	3	0,1	шт.
Вентильный блок с дренажным устройством					
18		В-05Д	3	0,55	шт.
19	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	8		шт.
20	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х5М	8		шт.
21	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-89х6М	6		шт.
22	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	2		шт.
23	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	8		шт.
24	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	8		шт.
25	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.89.450.1,4	6		шт.

Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Надземная		Подземная с дополнительной гидроизоляцией	
	Забойн.	Забойн.	Плен.	Забойн.	Забойн.	Покрас.	Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
57	-	-	-	-	-	1,0	2,0	-
89	2,5	2,5	-	2,5	2,5	-	3,0	0,5
114	2	2	-	2,5	2,5	-	3,0	0,5
159	2	2	-	2,5	2,5	-	3,0	0,5

Узел 1 ПК40+53



10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2

Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.

Реконструкция

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Нефтегазопровод от Куста М17 до К954 (Инд. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.М17 до т.вр.)	Станд.	Лист	Листов
Разраб.	Львов		20.10.22				П	4	
Проб.	Львов		20.10.22						
Н. контр.	Сидоров		20.10.22						

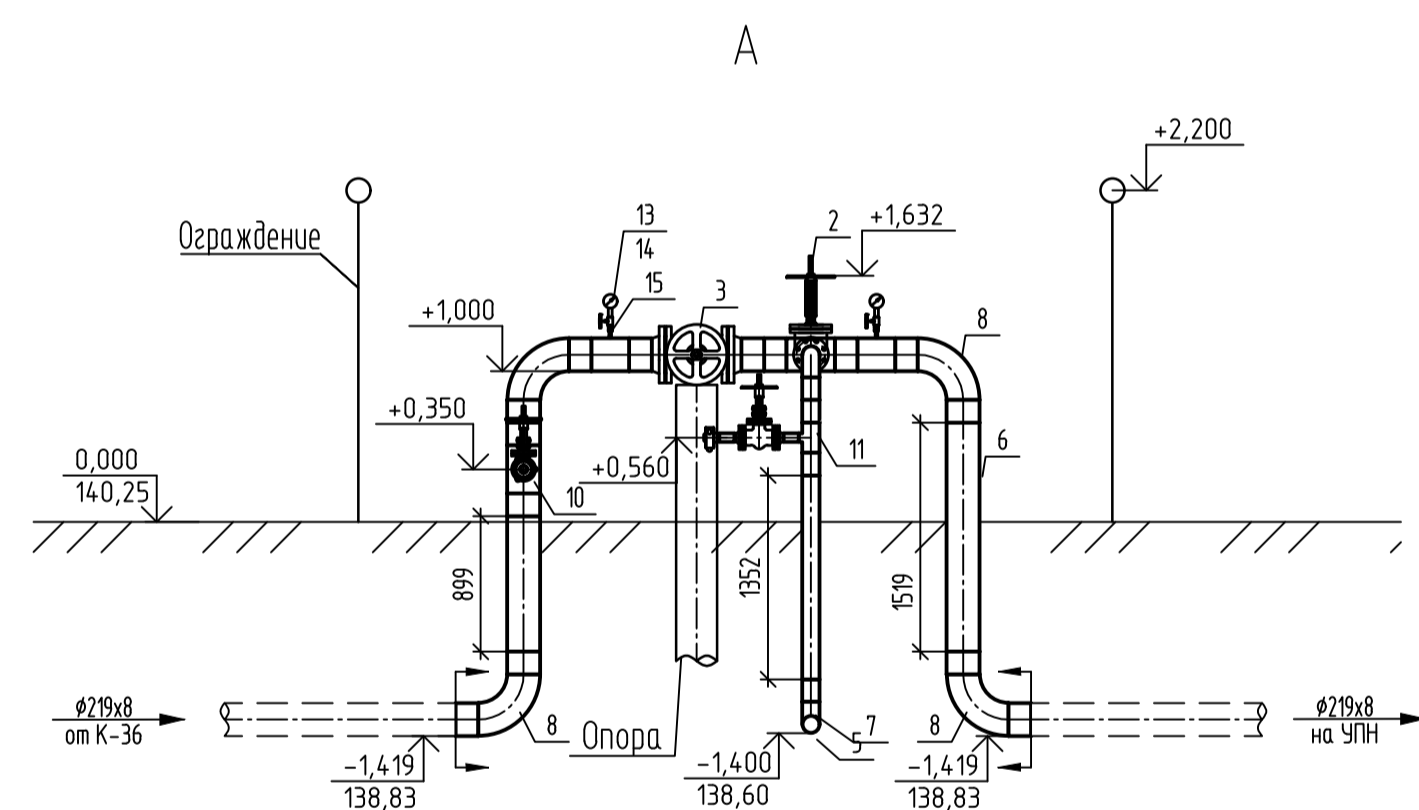
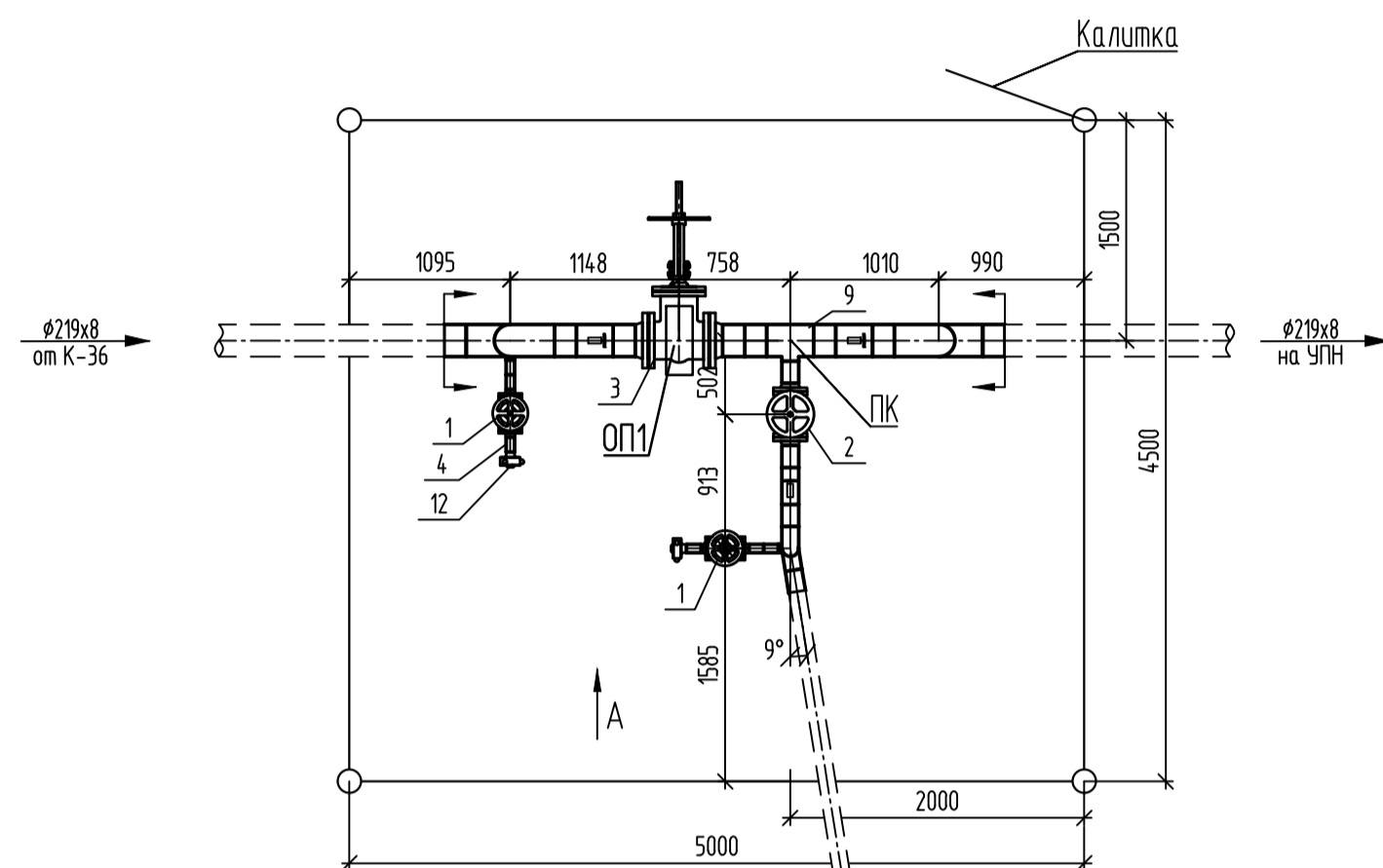
Узел 1 ПК40+53 (150)

ООО "НИПИ  
"Нефтегазпроект"

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Приме- чание
<b>Запорная арматура</b>					
Задвижки					
1	10-2946/20С1775-С101УЗП30,УЗП32)-ЛТ.0Л1	DN50 PN4, 0 МПа (с патрубками L=150 мм)	2	32,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С101УЗП30,УЗП32)-ЛТ.0Л2	DN100 PN4, 0 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
3	10-2946/20С1775-С101УЗП30,УЗП32)-ЛТ.0Л3	DN200 PN4, 0 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	270,0	шт.
<b>Трубы</b>					
ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы					
4	ТУ 1390-003-52534308-2013	57х6-К48-20А (В 2сл ЭПП-80)	1	7,55	м
ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы					
5		114х6-К48-20А	1,5	16,00	м
6		219х8-К48-20А	3	41,63	м
ТУ 1390-003-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н Эсл ПЗ-80)					
<b>Детали трубопровода</b>					
ГОСТ 17375-2001 Отводы с приварными катушками L=150 мм					
ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)					
7		90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
8		90°-219х8-20А	4	20,0	шт.
ГОСТ 17376-2001 Тройник с приварными катушками L=150 мм					
9		219х8-114х6-20А	1	16,4	шт.
10		219х8-57х6-20А	1	6,5	шт.
11		114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)					
<b>Прочие изделия</b>					
12	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа) Манометр показывающий	2	7,80	шт.
13	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-УУХЛ1-6 МПа-IP54- Безоп.стекло-160 Бобышка прямая из стали 45 L-100 мм	3	1,2	шт.
14		БЛО2-М20х1,5-100 Ст45 Вентильный блок с дренажным устройством	3	0,1	шт.
15		В-05Д	3	0,55	шт.
16	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-219х8М	9		шт.
17	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	8		шт.
18	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	2		шт.
19	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.219.450.1,4	9		шт.
20	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	8		шт.

Узел 1 ПК2+35



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная			Наземная			Наземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Заводн.	Заводн.	Плен.	Заводн.	Заводн.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	1,0	2,0	-
114	1,5	1,5	-	2,5	2,5	-	3,0	0,5
219	3	3	-	4,0	4,0	-	4,5	1,0

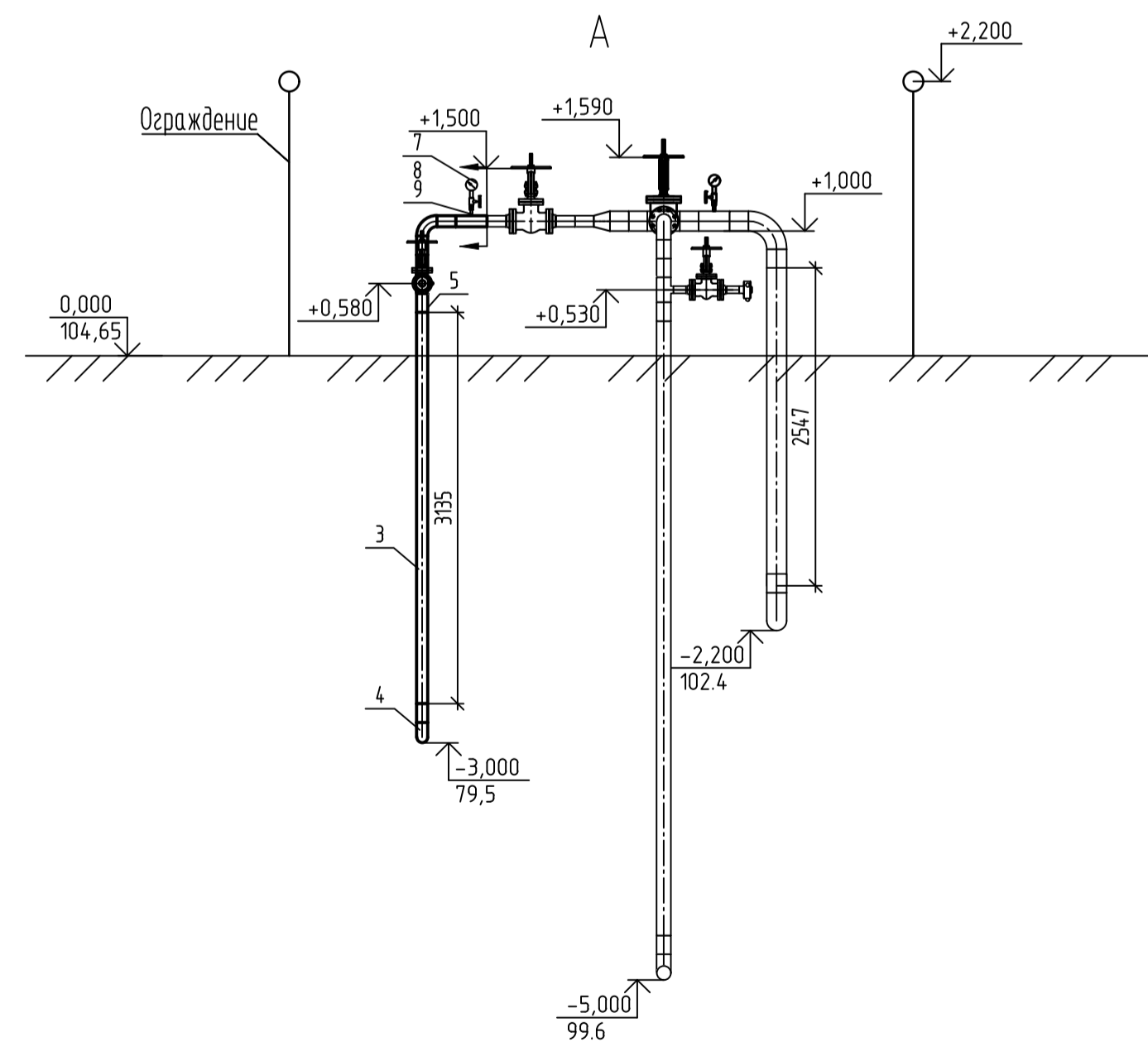
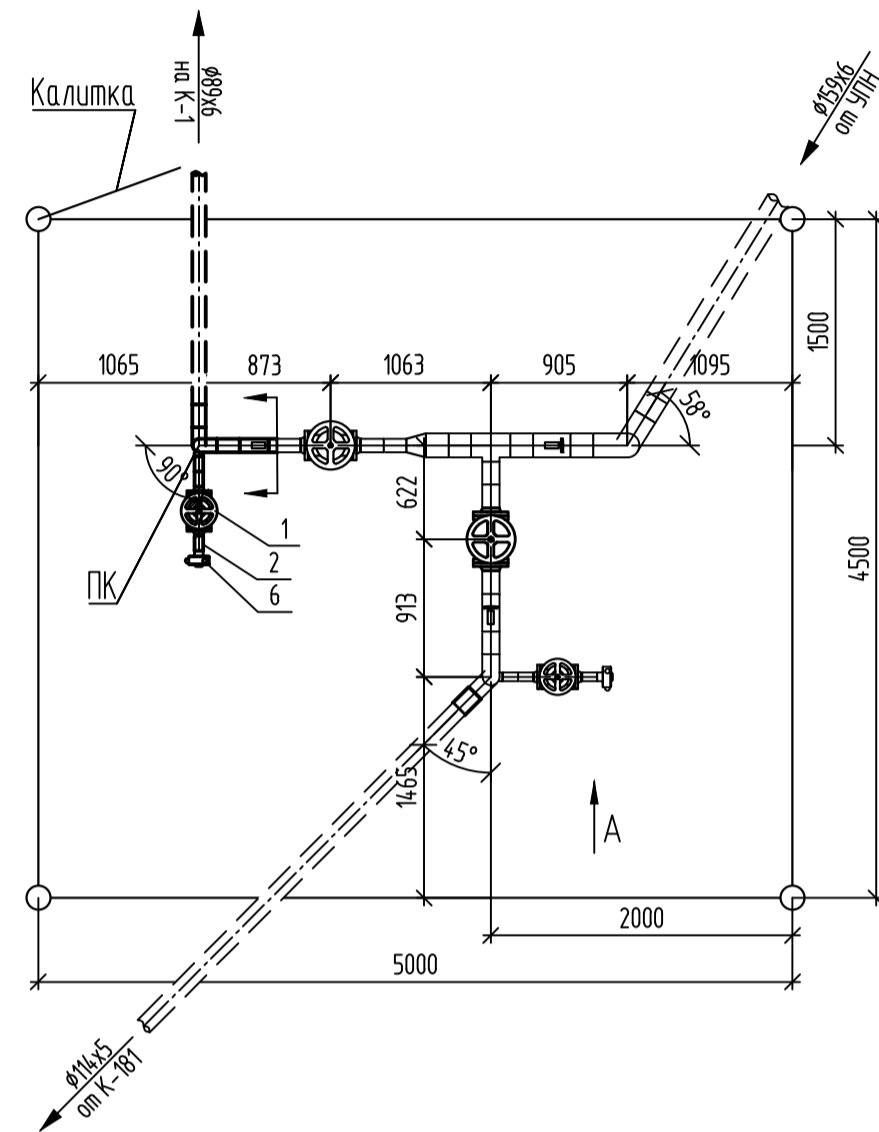
10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2			
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.
Разраб.	Льсов	20.10.22	20.10.22
Проб.	Льсов	20.10.22	20.10.22
Н. контр.	Сидоров	20.10.22	20.10.22
Нефтегазопровод от КЧ М30 до КЧ М32 (Ив. №24072722 Нефтегазовые сети от куста №14 до т.вр.)			Стация Лист Листов П 5
Узел 1 ПК2+35 (150)			ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"

Имя, № подл., Подп. и дата, Взам. штаб. №

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		<u>Запорная арматура</u>			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УЗП46,Р0)-ЛТ.011	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
		<u>Трубы</u>			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
2		57х6-К48-20А	1	7,55	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80)			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
3		89х6-К48-20А	4	12,28	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)			
		<u>Детали трубопровода</u>			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными калюшками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4		90°-89х6-20А	2	3,7	шт.
	ГОСТ 17376-2001	Тройники с приварными калюшками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		89х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
		<u>Прочие изделия</u>			
6	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение	1	7,80	шт.
		БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)			
		Манометр показывающий			
7	ТУ 4212-389-04.1113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-IP54- Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
8		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
9		В-05Д	1	0,55	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
11	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-89х6М	6		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.89.450.1,4	6		шт.

Узел 1 ПК0+00



Ведомость изоляционных работ

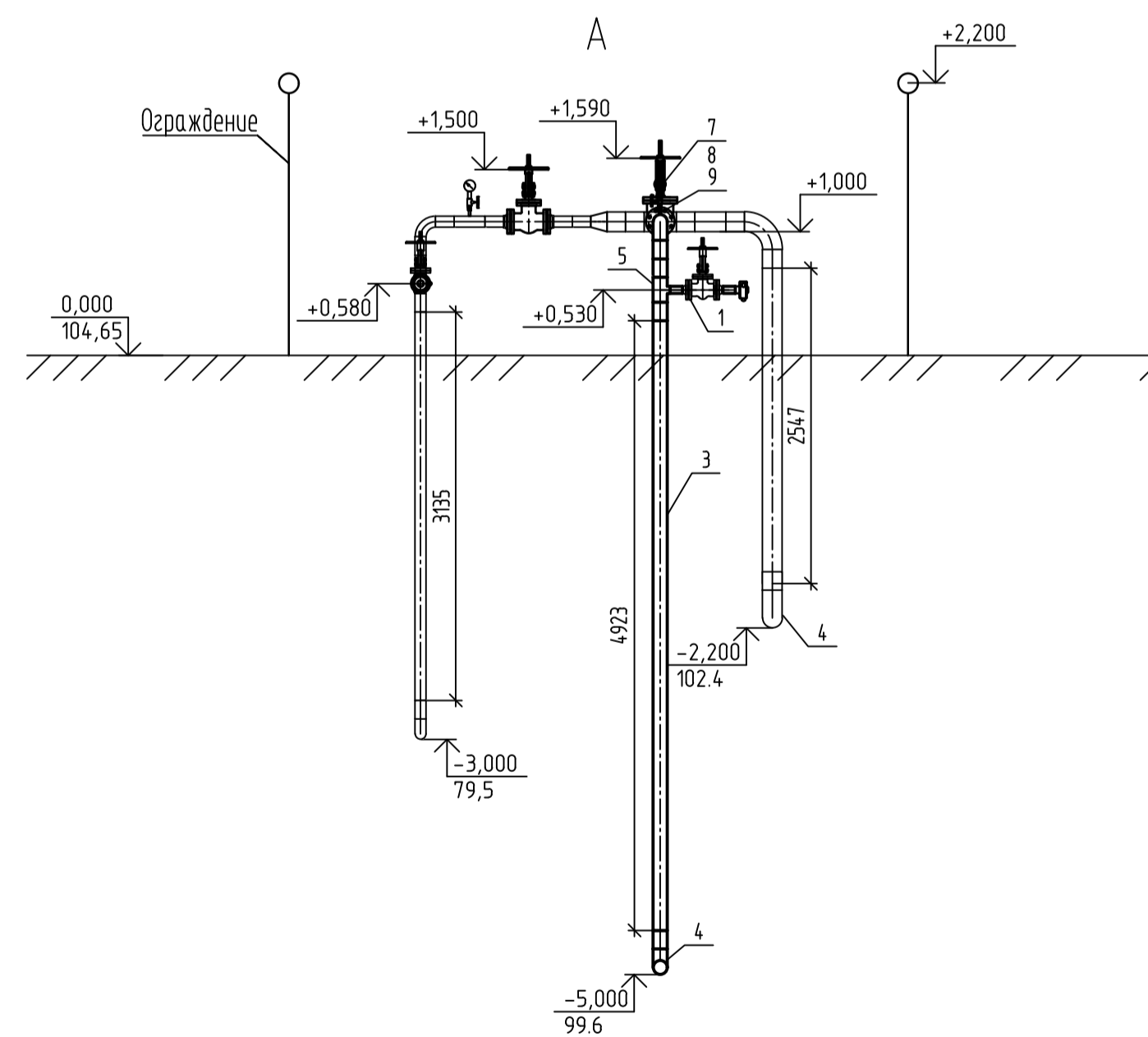
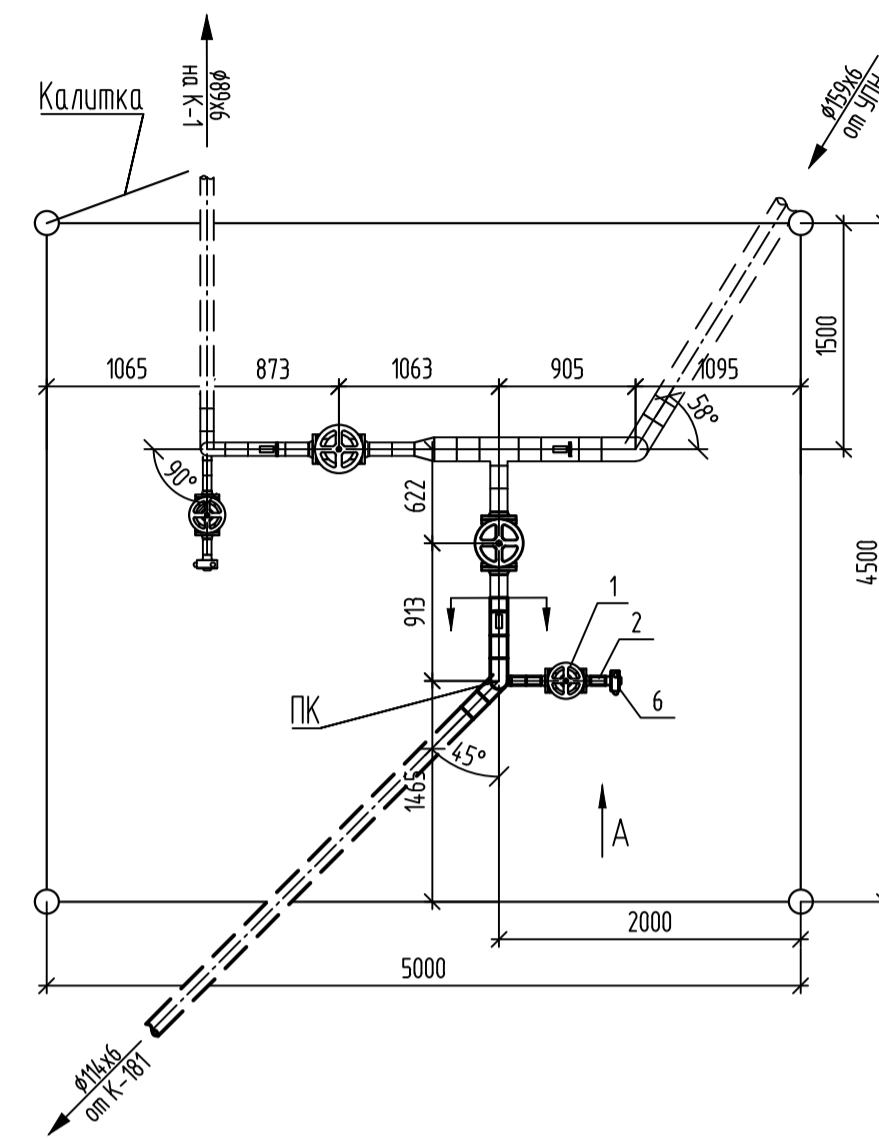
Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная			Надземная			Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод. ин.	Завод. ин.	Плен.	Завод. ин.	Завод. ин.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
89	4	4	-	1,5	1,5	-	1,5	0,5

				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2			
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.			
				Реконструкция			
Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.	Львов		20.10.22			Низконапорный водовод от КУ №46 до участка №1 (Инд. №24084093 Низконапорный водовод от УПН до участка №1)	Стация
Проб.	Львов		20.10.22				Лист
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			Узел 1 ПК0+00 (150)	Листов
						ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		<u>Запорная арматура</u>			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УЗП46,Р181)-ЛТ.0/М	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
		<u>Трубы</u>			
2	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
		57х6-К48-20А	1	7,55	м
		(В 2сл ЭПП-80)			
		ТУ 1390-003-52534308-2013			
		ТУ 1317-006.1-593377520-2003			
3		Трубы			
		114х6-К48-20А	5	16,00	м
		(В 2сл ЭПП-80) и (Н Эсл ПЗ-80)			
		ТУ 1390-003-52534308-2013			
		<u>Детали трубопровода</u>			
		ГОСТ 17375-2001			
		Отводы с приварными катожками L=150 мм			
		(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4		ТУ 1390-001-52534308-2013			
		90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
		ГОСТ 17376-2001			
		Тройники с приварными катожками L=150 мм			
		(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		ТУ 1390-001-52534308-2013			
		114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
		<u>Прочие изделия</u>			
6	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение	1	7,80	шт.
		БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)			
		Манометр показывающий			
7	ТУ 4212-389-041113635-2004	МПа-УУХЛ1-4 МПа-IP54-Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
8		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
9		В-05Д	1	0,55	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
11	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	6		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	6		шт.

Узел 1 ПК0+00

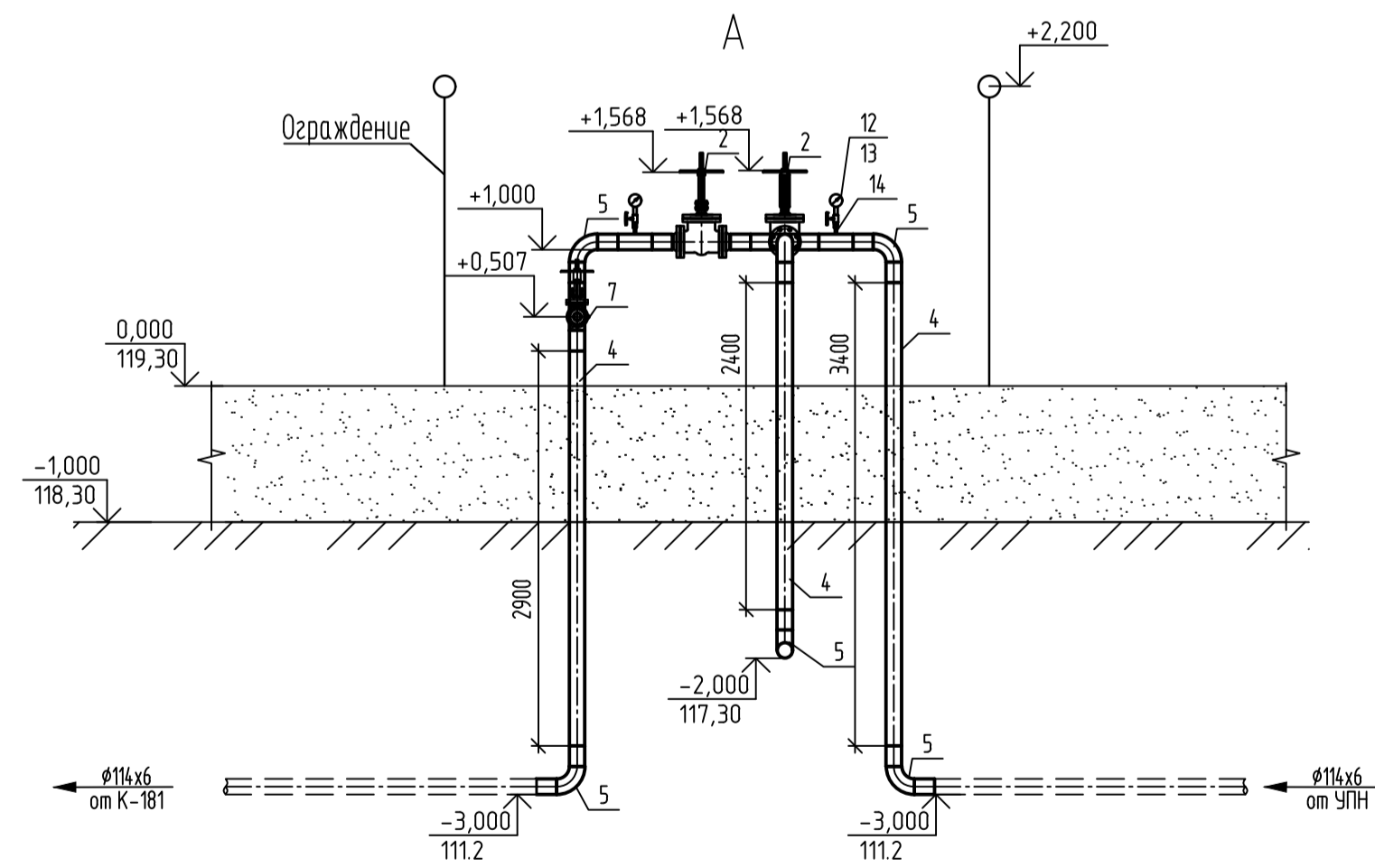
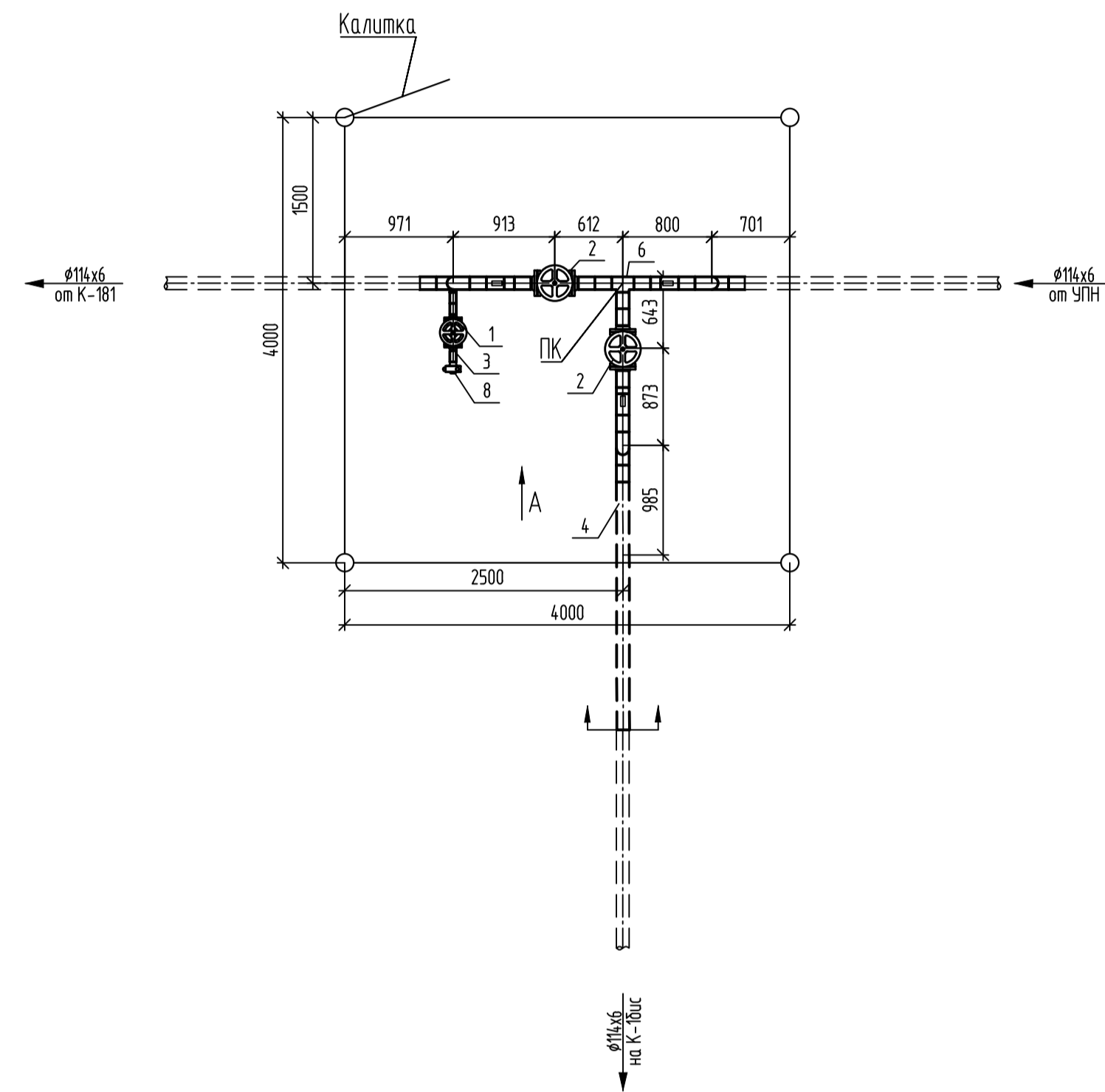


Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Покрас.	Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией	
Завод.бн.	Завод.нар.	Плен.	Завод.бн.	Завод.нар.				
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
114	5	5	-	1,5	1,5	-	1,5	0,5

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2											
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.											
Реконструкция											
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Низконапорный водовод от КУ №46 до участка №181 (И№ №24084087 Низконапорный водовод от кМ181 м.Виноградова)			Стадия	Лист	Листов
Разраб.	Лисов		20.10.22						П	7	
Проб.	Лисов		20.10.22								
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			Узел 1 ПК0+00 (150)			ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		

### Узел 2 ПК8+99



### Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
<b>Запорная арматура</b>					
Задвижки					
1	10-2946/20С1775-С107131746,Р181)-ЛТ.011	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С107131746,Р181)-ЛТ.012	DN100 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	2	78,0	шт.
<b>Трубы</b>					
Трубы					
3	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
	ТУ 1390-003-52534308-2013	57х6-К48-20А (В 2сл ЭПП-80)	1	7,55	м
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
4		114х6-К48-20А	7	16,00	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)			
<b>Детали трубопровода</b>					
ГОСТ 17375-2001					
	ТУ 1390-001-52534308-2013	Отводы с приварными катожками L=150 мм (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		90°-114х6-20А	6	3,8	шт.
ГОСТ 17376-2001					
	ТУ 1390-001-52534308-2013	Тройники с приварными катожками L=150 мм (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
6		114х6-20А	1	1,5	шт.
7		114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
<b>Прочие изделия</b>					
8	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа) Манометр показывающий	1	7,80	шт.
9	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-УХЛ1-4 МПа-IP54- Безоп.стекло-160	3	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L-100 мм			
10		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	3	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
11		В-05Д	3	0,55	шт.
12	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
13	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	19		шт.
14	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	19		шт.

### Ведомость изоляционных работ

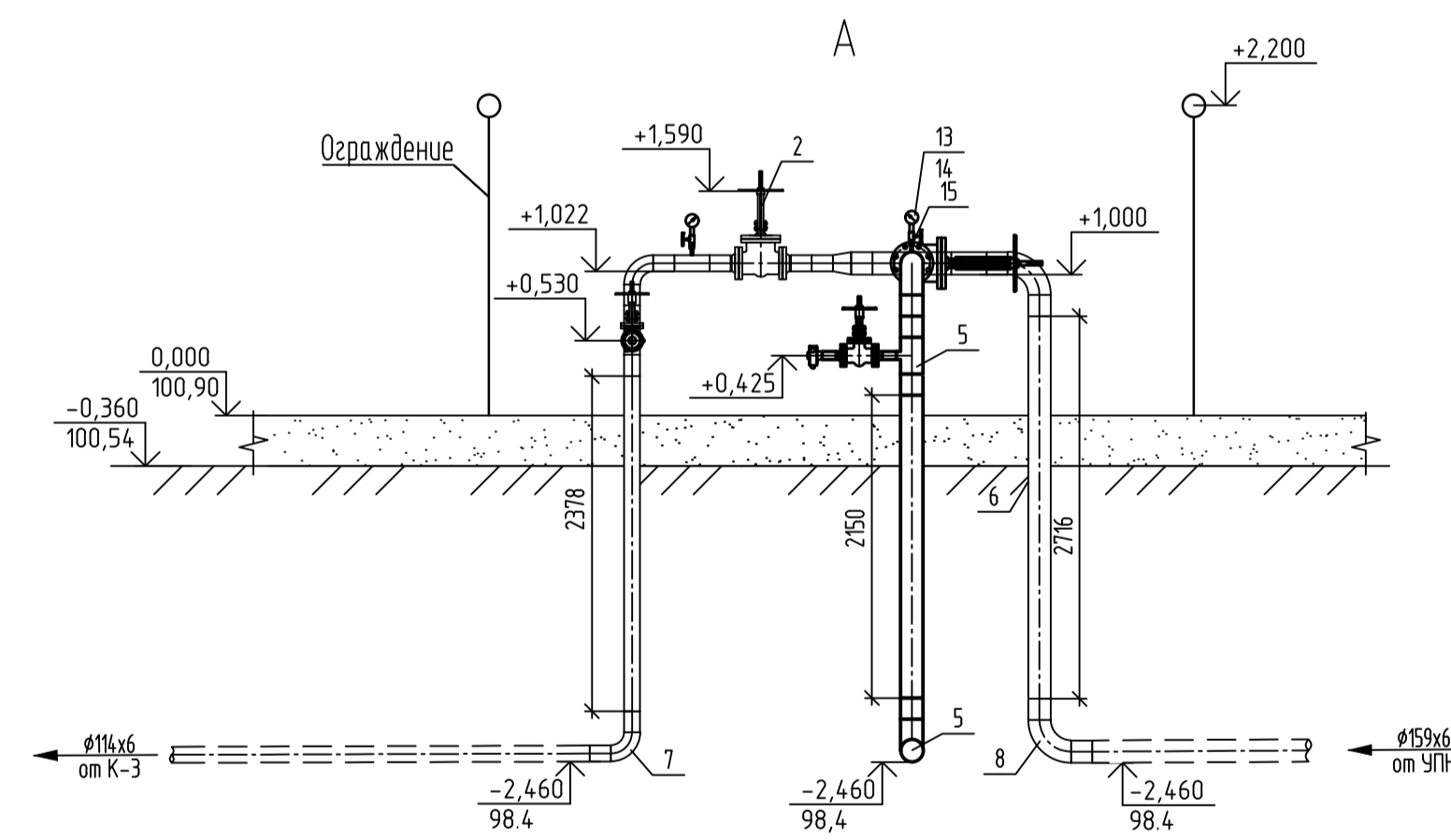
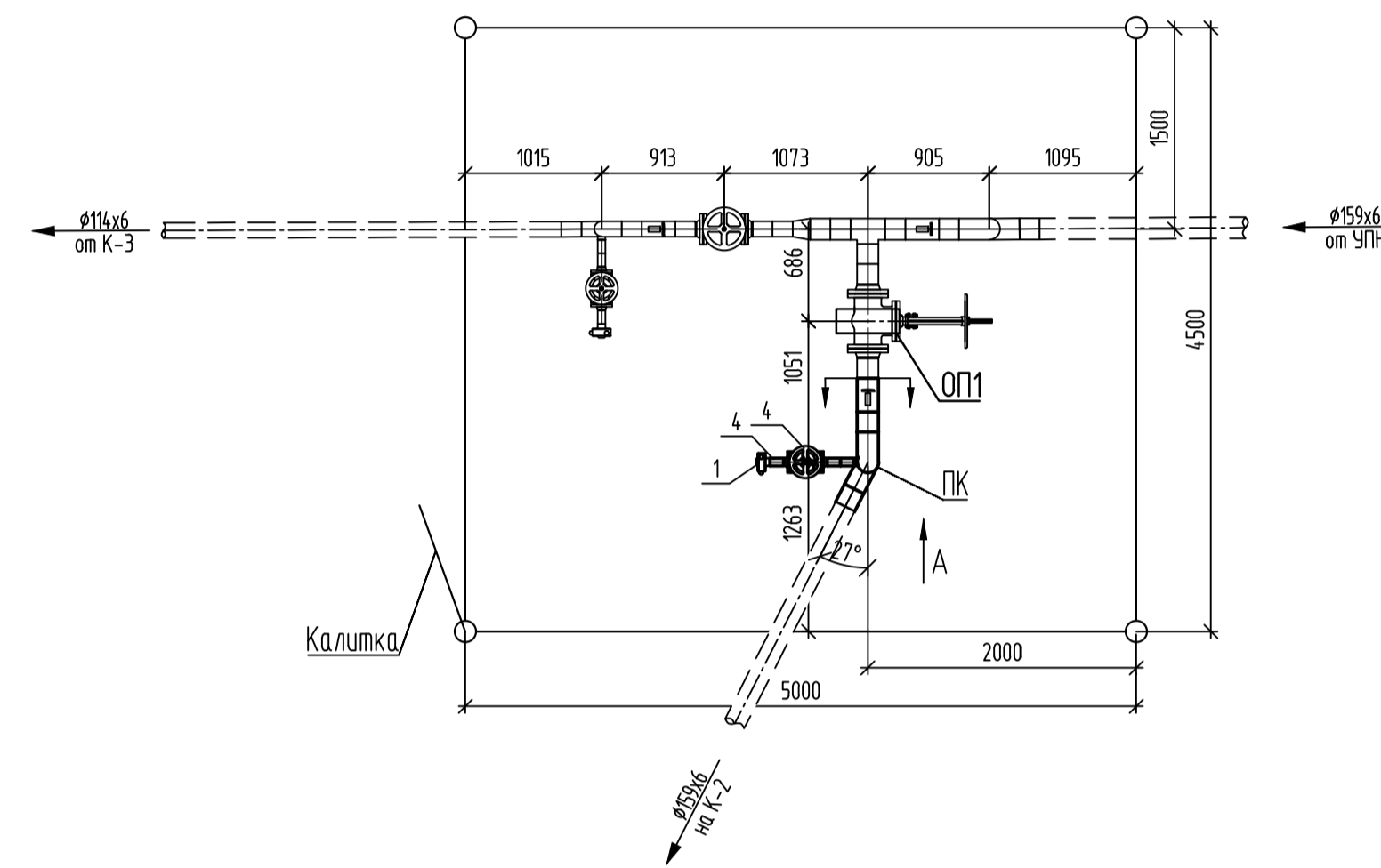
Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная			Надземная			Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Защитн.	Защитн.	Плен.	Защитн.	Защитн.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
114	7	7	-	4,0	4,0	-	5,5	1,5

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2												
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция												
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Низконапорный водовод от КУ №46 до куста №181 (И№. №24084087 Низконапорный водовод от куста №181 м.Виноградова)				Стация	Лист	Листов
Разраб.	Лисов		20.10.22							П	8	
Проб.	Лисов		20.10.22									
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			Узел 2 ПК8+99 (150)				ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		<b>Запорная арматура</b>			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УЭП49,Р2)-ЛТ.01М	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
		<b>Трубы</b>			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
2	ТУ 1390-003-52534308-2013	57х6-К48-20А (В 2сл ЭПП-80)	1	7,55	м
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
3	ТУ 1390-003-52534308-2013	159х6-К48-20А (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЭ-80)	3	22,64	м
		<b>Детали трубопровода</b>			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными катюшками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4	ГОСТ 17376-2001	90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		159х6-57х6-20А	1	3,9	шт.
		<b>Прочие изделия</b>			
6	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)	1	7,80	шт.
		Манометр показывающий			
7	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-IP54- Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
8		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
9		В-05Д	1	0,55	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
11	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	6		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	6		шт.

Узел 1 ПК0+25



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение						Теплоизоляция, м	
	Антикоррозионная, м						Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
	Подземная			Надземная				
Завод.вн.	Завод.вн.	Плен.	Завод.вн.	Завод.вн.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
159	3	3	-	1,5	1,5	-	1,5	0,5

- План см. лист Э.
- За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка насыпи.
- Высоту насыпи и расположение калитки см. чертежи марки ГП.
- Ограждение и строительную часть опор под задвижки см. чертежи марки АС.

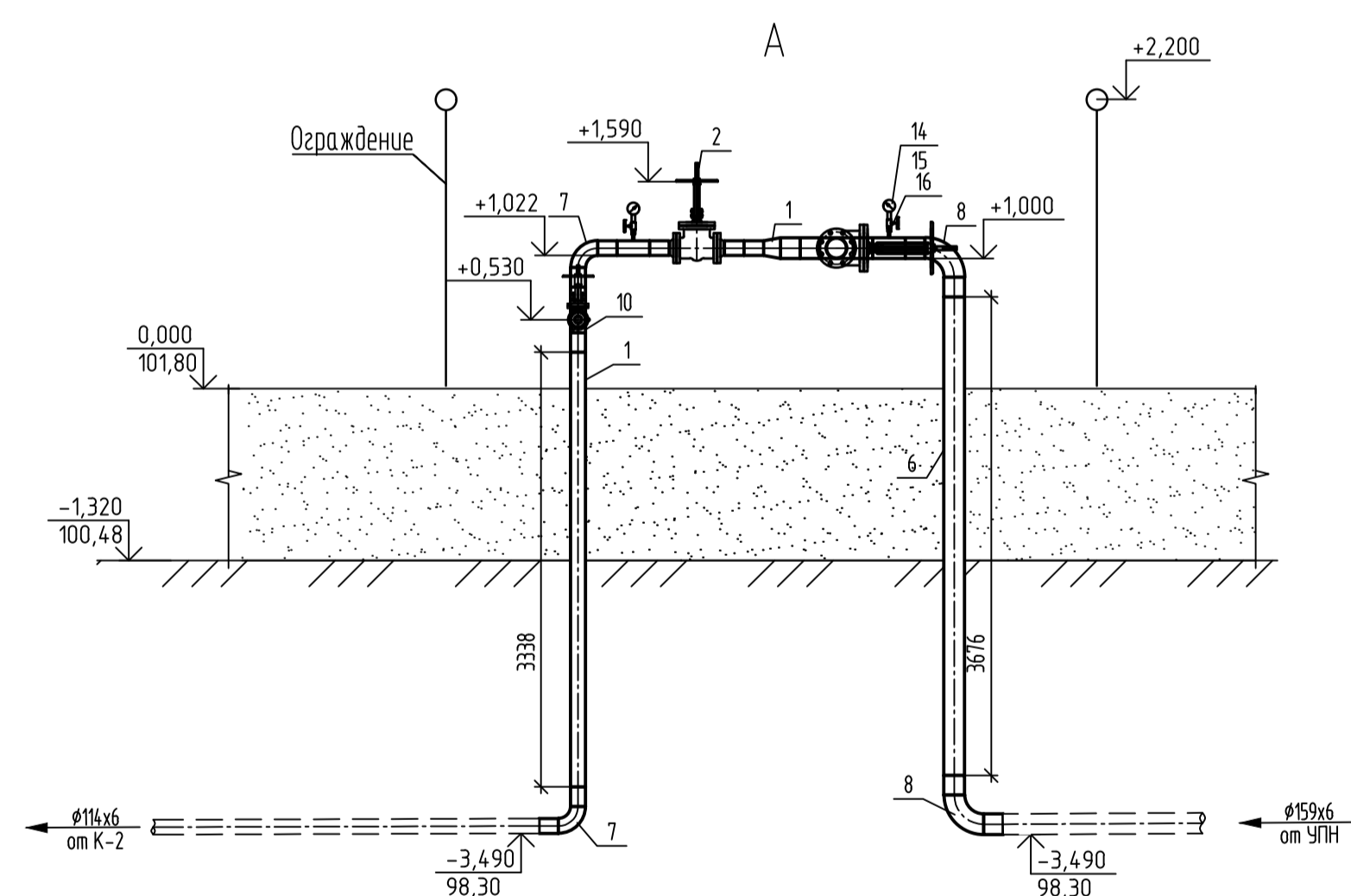
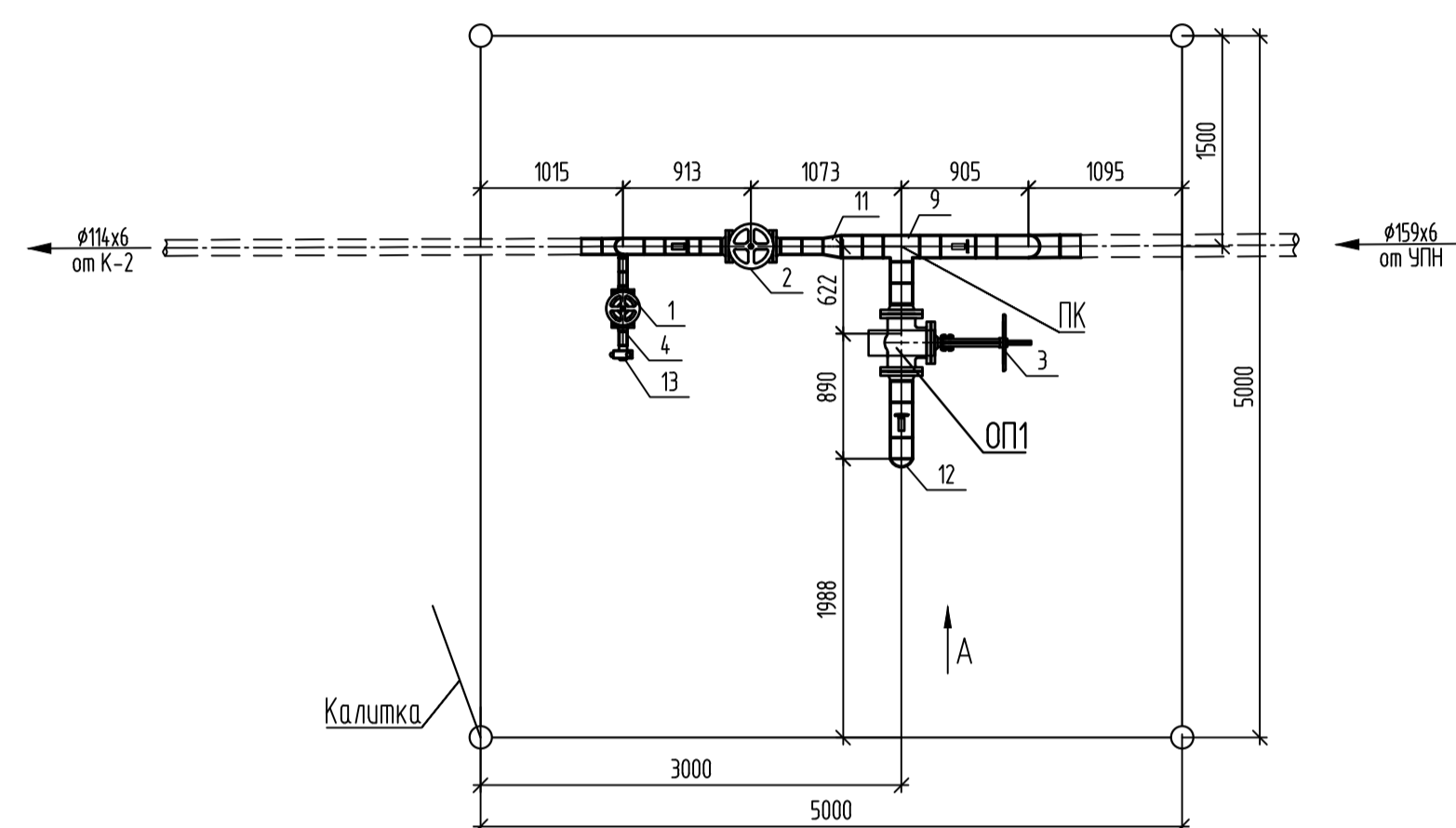
10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2			
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.			
Реконструкция			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
Разраб.	Лисов	20.10.22	20.10.22
Проб.	Лисов	20.10.22	20.10.22
Н. контр.	Сидоров	20.10.22	20.10.22
Низконапорный водовод от КУ №49 до участка №2 (Ивб. №24084092 Низконапорный водовод от к №2 м. Виноградова)			Стация Лист Листов
Узел 1 ПК0+25 (150)			П 9
ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"			Формат А1

Имя, № подл. Подл. и дата. Взам. штаб. №

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Запорная арматура					
Задвижки					
1	10-2946/20С1775-С107У3149,Р2)-ЛТ.0М	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С107У3149,Р2)-ЛТ.0Л2	DN100 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
3	10-2946/20С1775-С107У3149,Р2)-ЛТ.0Л3	DN150 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	170,0	шт.
Трубы					
Трубы					
4	ТЧ 1317-006.1-593377520-2003	57х6-К48-20А	1	7,55	м
	ТЧ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80)			
Трубы					
5	ТЧ 1317-006.1-593377520-2003	114х6-К48-20А	4	16,00	м
6	ТЧ 1390-003-52534308-2013	159х6-К48-20А	4	22,64	м
	ТЧ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н Эсл ПЗ-80)			
Детали трубопровода					
Отводы с приварными катожками L=150 мм					
	ГОСТ 17375-2001	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
7	ТЧ 1390-001-52534308-2013	90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
8	ТЧ 1390-001-52534308-2013	90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
	ГОСТ 17376-2001	Тройники с приварными катожками L=150 мм			
	ТЧ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
9	ТЧ 1390-001-52534308-2013	159х6-20А	1	3,9	шт.
10	ТЧ 1390-001-52534308-2013	114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
11	ГОСТ 17378-2001	Переход П К 159х6-114х6-20А	1	4,2	шт.
	ТЧ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
с приварными катожками L=150 мм					
	ГОСТ 17379-2001	Заглушка с приварными катожками L=150 мм			
	ТЧ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
12	ТЧ 1390-001-52534308-2013	159х6-20А	1	1,6	шт.
Прочие изделия					
13	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение	1	7,80	шт.
		БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)			
Манометр показывающий					
14	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-IP54- Безоп.стекло-160	3	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L-100 мм			
15	ТУ 4212-389-041113635-2004	БПО2-М20х1,5-100 Ст45	3	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
16	ТУ 1390-001-09308923-2014	В-05Д	3	0,55	шт.
17	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
18	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	9		шт.
19	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	8		шт.
20	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	9		шт.
21	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	8		шт.

Узел 2 ПК1+66



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Покрас.	Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией	
	Завод.бн.	Завод.нар.	Плен.	Завод.бн.				Завод.нар.
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
114	4,0	4,0	-	2,0	2,0	-	2,5	0,5
159	4,0	4,0	-	3,0	3,0	-	3,5	0,5

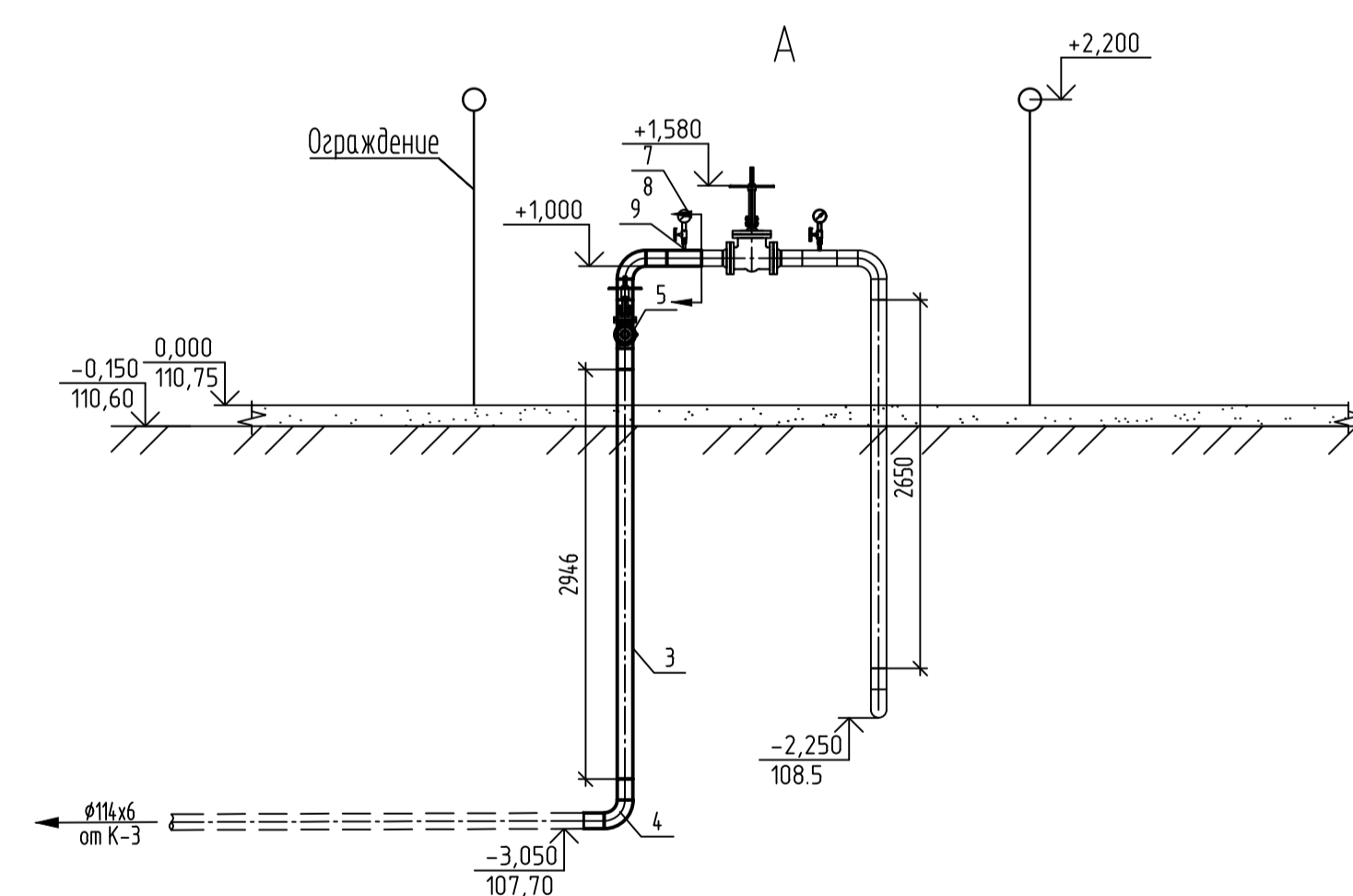
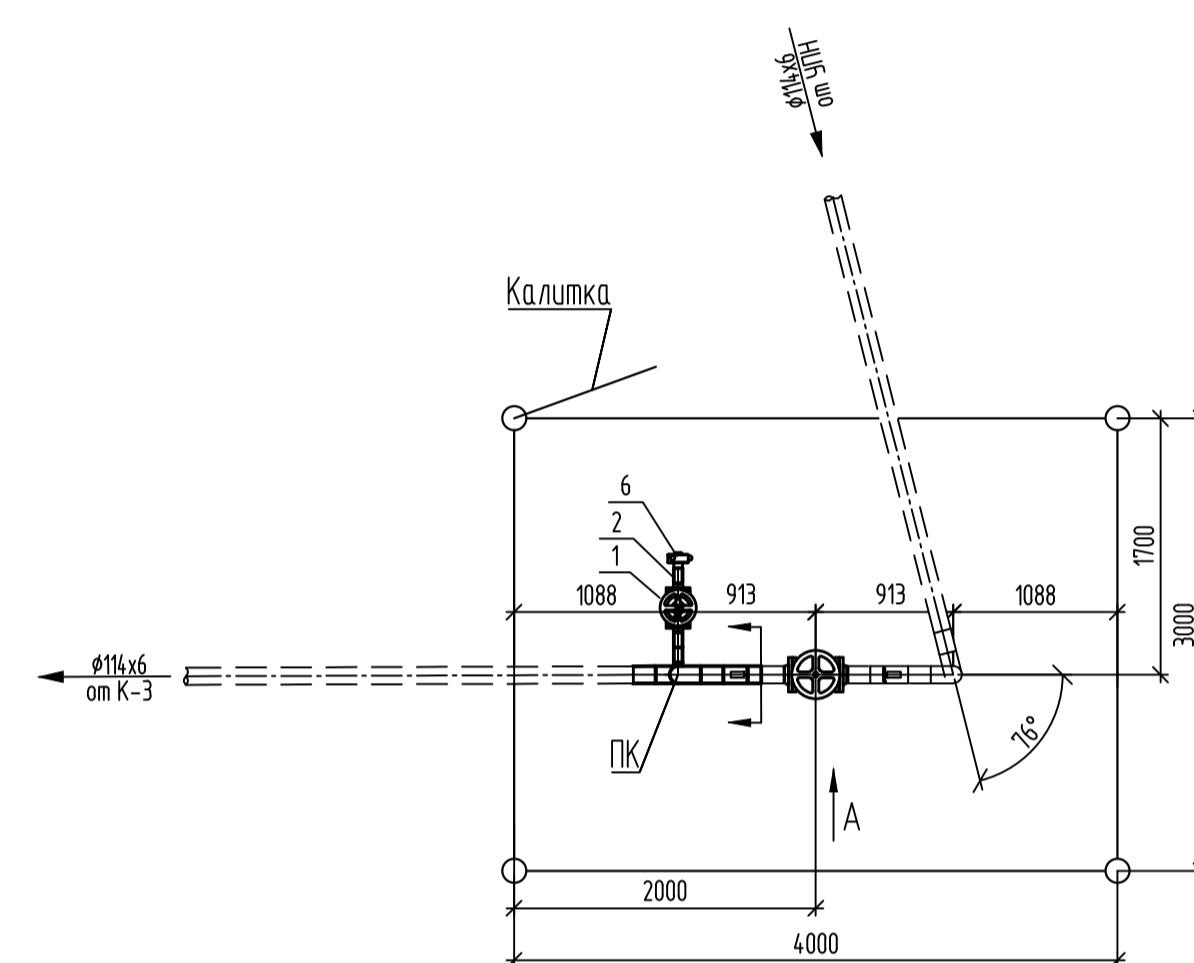
				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2				
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.				
				Реконструкция				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Станд.	Лист	Листов
Разраб.	Лисов		20.10.22					
Проб.	Лисов		20.10.22					
						Низконапорный водовод от КУ №49 до участка №2 (Ивб. №24084092 Низконапорный водовод от к №2 м. Виноградова)		
						П 10		
						Узел 2 ПК1+66 (150)		
						ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		

Имя, № подл. Подп. и дата. Взам. штаб. №

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		<b>Запорная арматура</b>			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УПН,УЗП150)-ЛТ.0М	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
		<b>Трубы</b>			
2	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
		57х6-К48-20А	1	7,55	м
		ТУ 1390-003-52534308-2013			
		(В 2сл ЭПП-80)			
3	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
		114х6-К48-20А	3	16,00	м
		ТУ 1390-003-52534308-2013			
		(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)			
		<b>Детали трубопровода</b>			
		ГОСТ 17375-2001			
		Отводы с приборными катушками L=150 мм			
		ТУ 1390-001-52534308-2013			
		(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4		90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
		ГОСТ 17376-2001			
		Тройники с приборными катушками L=150 мм			
		ТУ 1390-001-52534308-2013			
		(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
		<b>Прочие изделия</b>			
6	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение	1	7,80	шт.
		БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)			
		Манометр показывающий			
7	ТУ 4212-389-04.11113635-2004	МПК-УУХЛ1-4 МПа-Р54-Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
8		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
9		В-05Д	1	0,55	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
11	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	6		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	6		шт.

Узел 1 ПК0+00



Ведомость изоляционных работ

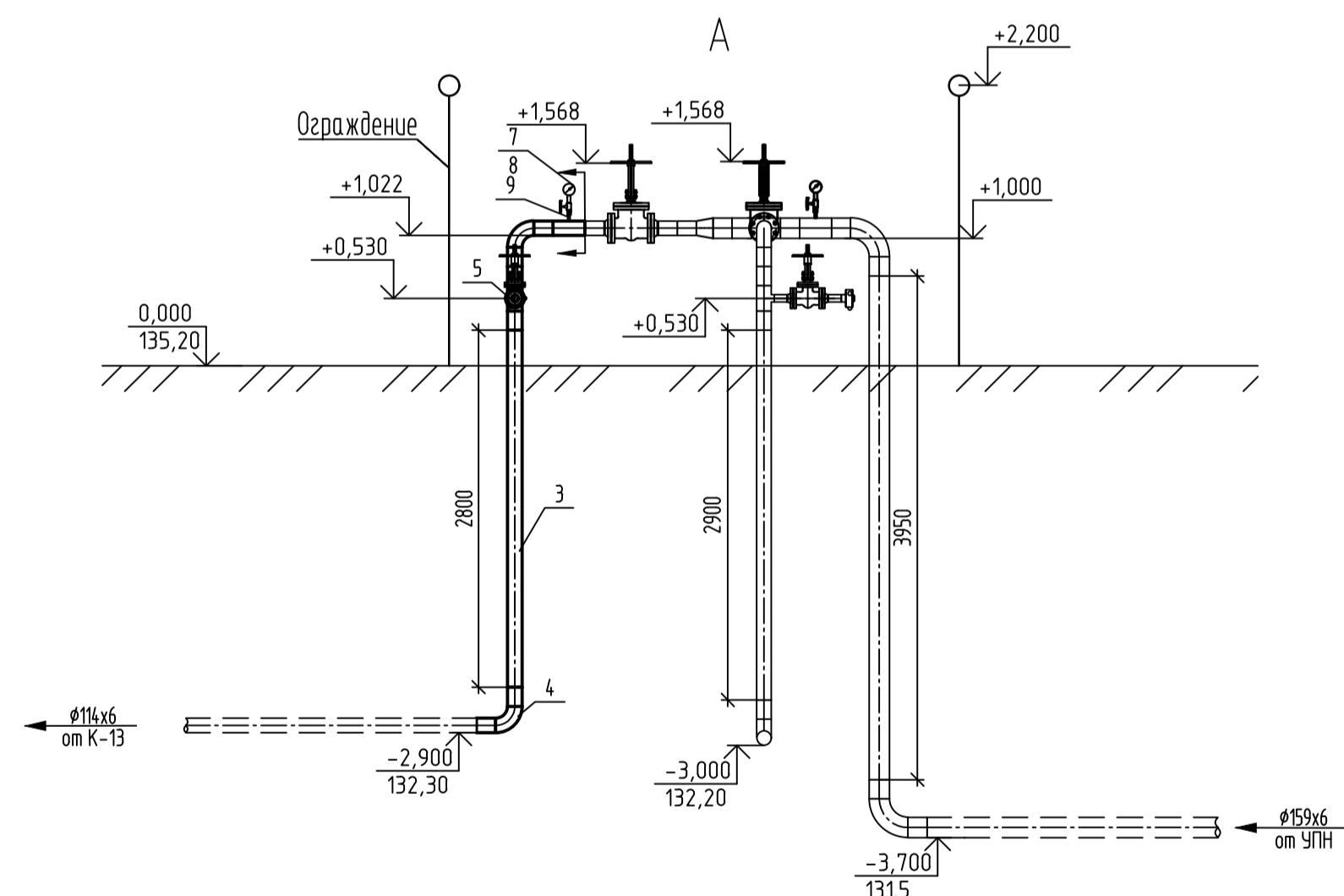
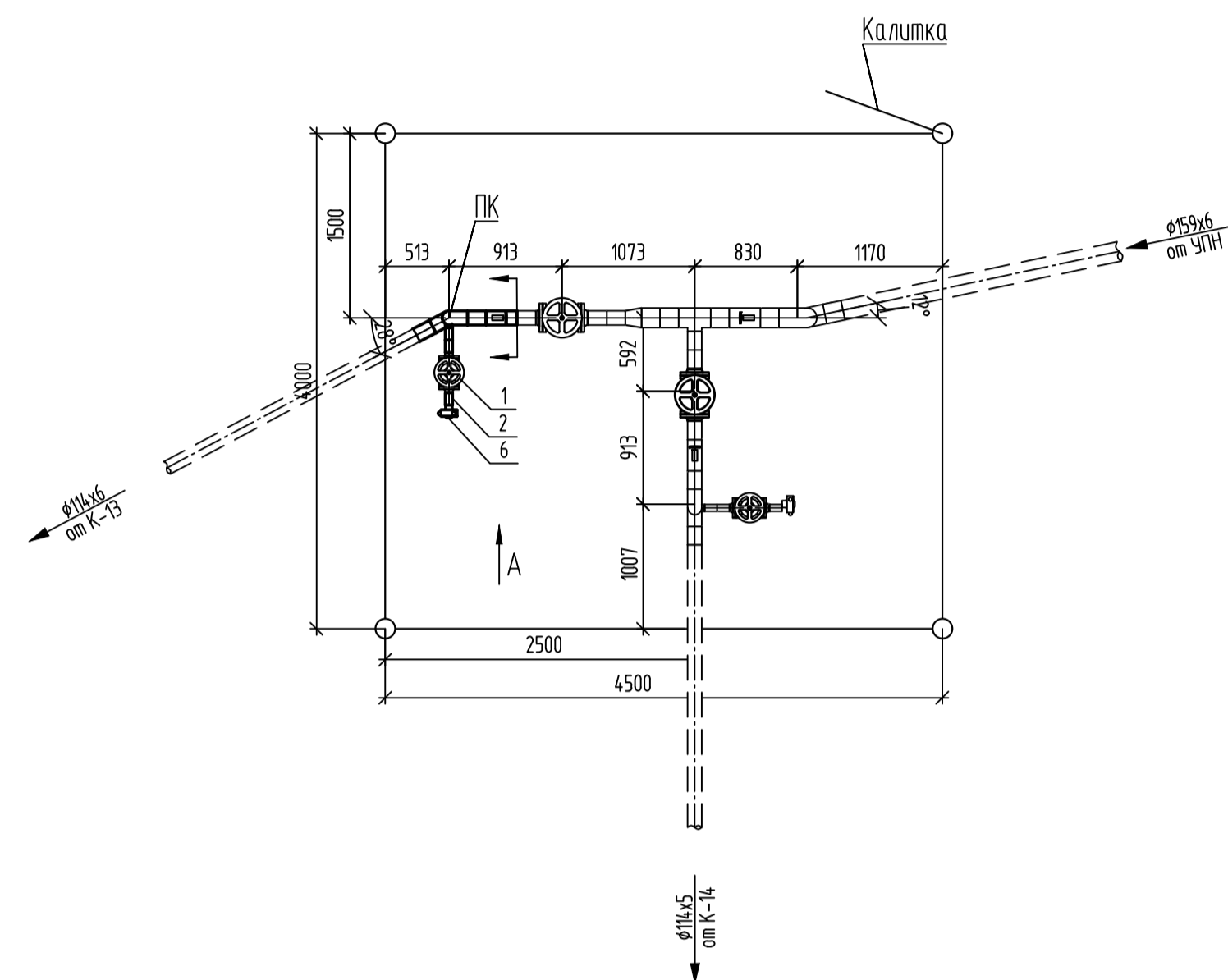
Диаметр трубопровода мм	Обозначение						Теплоизоляция, м	
	Антикоррозионная, м						Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
	Подземная			Надземная				
Забод.вн.	Забод.нар.	Плен.	Забод.вн.	Забод.нар.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
114	3,0	3,0	-	1,5	1,5	-	1,5	0,5

1. План см. лист 3.
2. За относительную отметку 0,000 принята планировочная отметка насыпи.
3. Высоту насыпи и расположение калитки см. чертежи марки ГП.
4. Ограждение и строительную часть опор под задвижку см. чертежи марки АС.

										10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2	
3	Зем	294-24	503/24	Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.							
2	Ноб	237-24	0503/24	Реконструкция							
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Низконапорный водовод от КУ М50 до участка М3 (Инд. №24084090 Низконапорный водовод от к М3 м. Виноградова)		Стадия	Лист	Листов	
Разраб.	Лисов		20.10.22					П	11		
Проб.	Лисов		20.10.22								
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			Узел 1 ПК0+00 (150)		ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"			



Узел 1 ПК0+00



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Приме- чание
		Запорная арматура			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УЗП58,Р13)-ЛТ.011	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
		Трубы			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
2	ТУ 1390-003-52534308-2013	57х6-К48-20А (В 2сл ЭПП-80)	1	7,55	м
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
3	ТУ 1390-003-52534308-2013	114х6-К48-20А (В 2сл ЭПП-80) и (Н 3сл ПЭ-80)	3	13,44	м
		Детали трубопровода			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными катожками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4	ГОСТ 17376-2001	90°-114х6-20А Тройники с приварными катожками L=150 мм	2	3,8	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
		Прочие изделия			
6	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа) Манометр показывающий	1	7,80	шт.
7	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-IP54- Безоп.стекло-160 Бобышка прямая из стали 45 L-100 мм	1	1,2	шт.
8		БПО2-М20х1,5-100 Ст45 Вентильный блок с дренажным устройством	1	0,1	шт.
9		В-05Д	1	0,55	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
11	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	6		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	6		шт.

Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							Теплоизоляция, м	
	Антикоррозионная, м						Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией	
	Подземная		Надземная		Покрас.				
Заводн.	Заводн.	Плен.	Заводн.	Заводн.	Покрас.	Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией		
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-	
114	3	3	-	1,5	1,5	-	1,5	0,5	

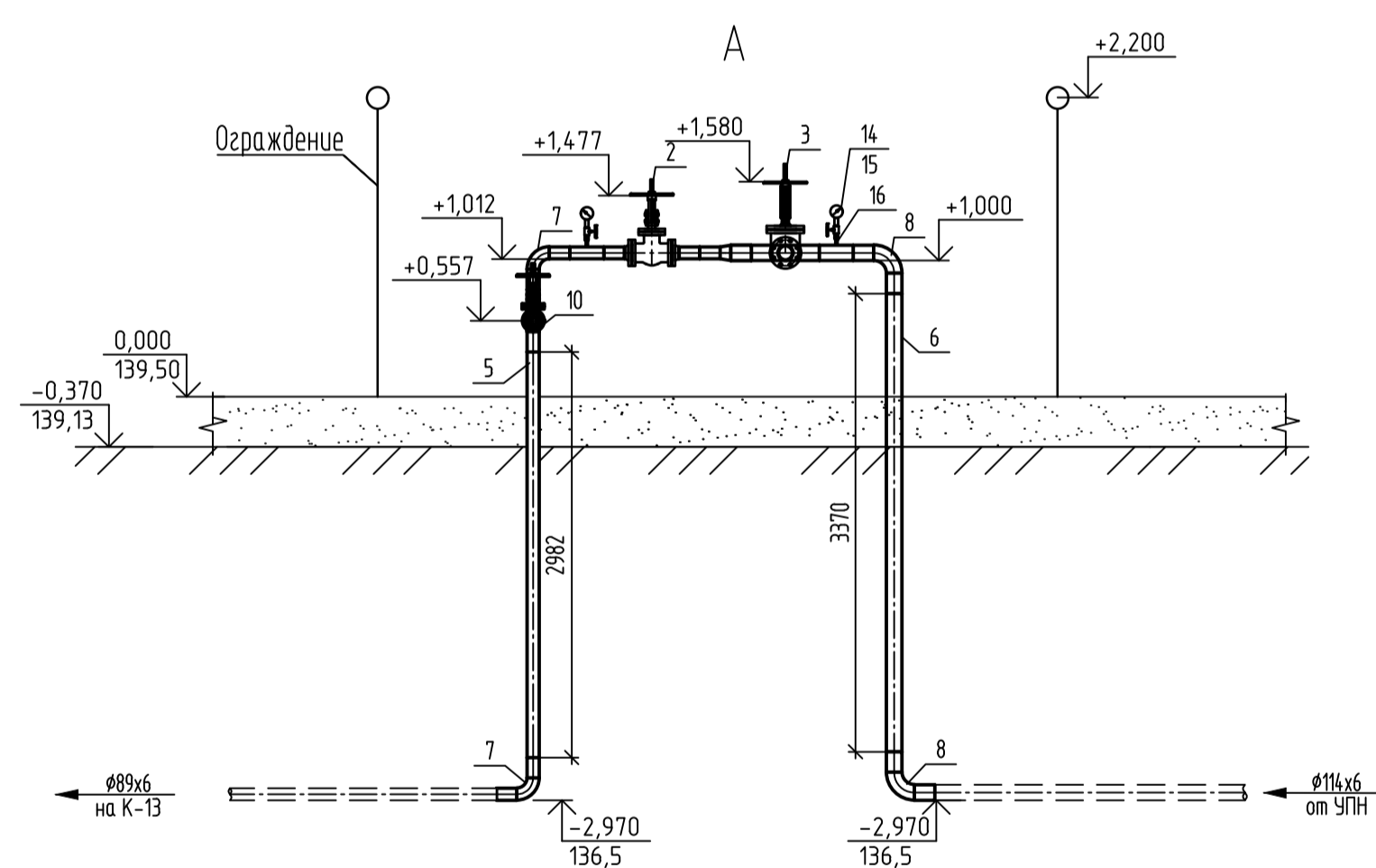
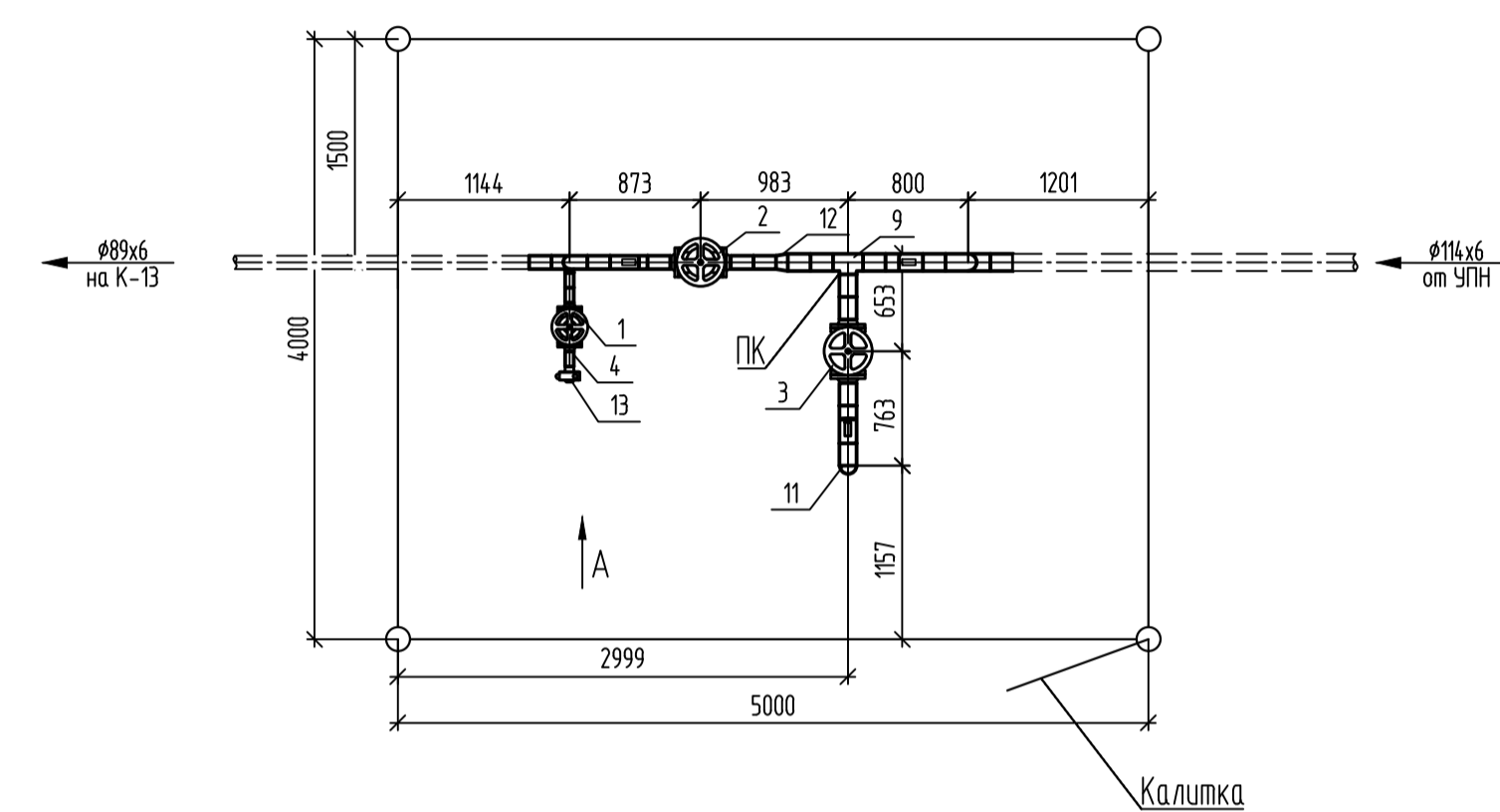
				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2		
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.		
				Реконструкция		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Лысов		20.10.22			
Проб.	Лысов		20.10.22			
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			
				Низконапорный водовод от КУ М58 до куста №13 (Ив. №24.082998 Низконапорный водовод от кМ13)		Стация
				Узел 1 ПК0+00 (150)		Лист
				ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		Листов
						12
						Формат А1

Имя, № подл., Подп. и дата, Взам. штаб. №

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
Запорная арматура					
Задвижки					
1	10-2946/20С1775-С107(УЗП58,Р13)-ЛТ.011	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С107(УЗП58,Р13)-ЛТ.012	DN80 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	54,0	шт.
3	10-2946/20С1775-С107(УЗП58,Р13)-ЛТ.013	DN100 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
Трубы					
ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы					
4		57х6-К48-20А	1	7,55	м
		ТУ 1390-003-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80)			
		ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы			
5		89х6-К48-20А	3	12,28	м
6		114х6-К48-20А	4	16,00	м
		ТУ 1390-003-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)			
Детали трубопровода					
ГОСТ 17375-2001 Отводы с приварными катушками L=150 мм					
		ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
7		90°-89х6-20А	2	3,7	шт.
8		90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
		ГОСТ 17376-2001 Тройники с приварными катушками L=150 мм			
		ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
9		114х6-20А	1	1,5	шт.
10		89х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
		ГОСТ 17379-2001 Заглушка с приварными катушками L=150 мм			
		ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
11		114х6-20А	1	1,6	шт.
12		ГОСТ 17378-2001 Переход П К 114х6-89х6-20А	1	4,2	шт.
		ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
Прочие изделия					
13	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)	1	7,80	шт.
		Манометр показывающий			
14	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-Р54-Безоп.стекло-160	3	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
15		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	3	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством В-05Д			
16		В-05Д	3	0,55	шт.
17	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
18	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-89х6М	7		шт.
14	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	9		шт.
15	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.89.450.1,4	7		шт.
16	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	9		шт.

Узел 2 ПК9+36



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная			Надземная			Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод.вн.	Завод.нар.	Плен.	Завод.вн.	Завод.нар.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
89	3,0	3,0	-	2,0	2,0	-	2,5	0,5
114	3,0	3,0	-	3,0	3,0	-	3,5	0,5

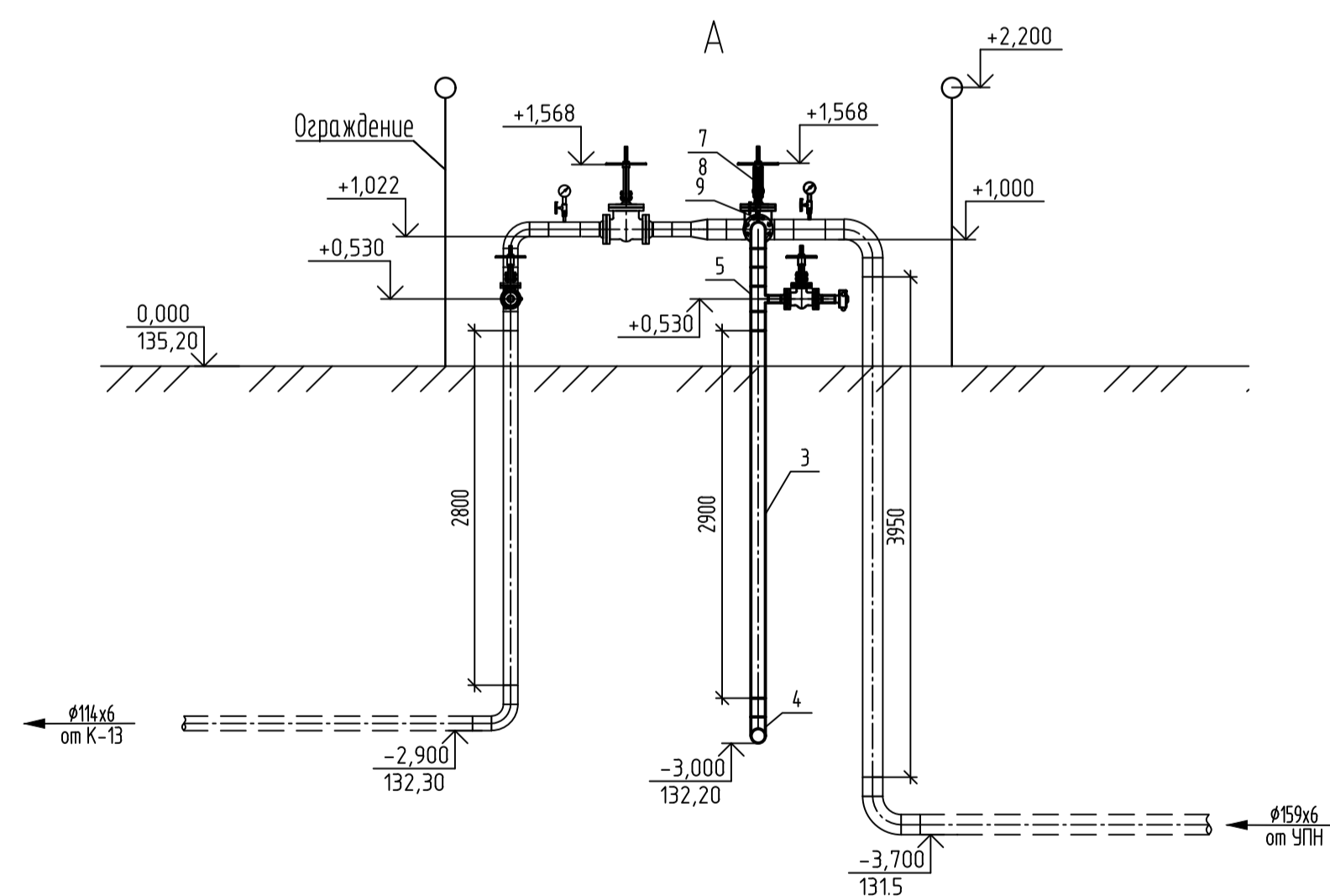
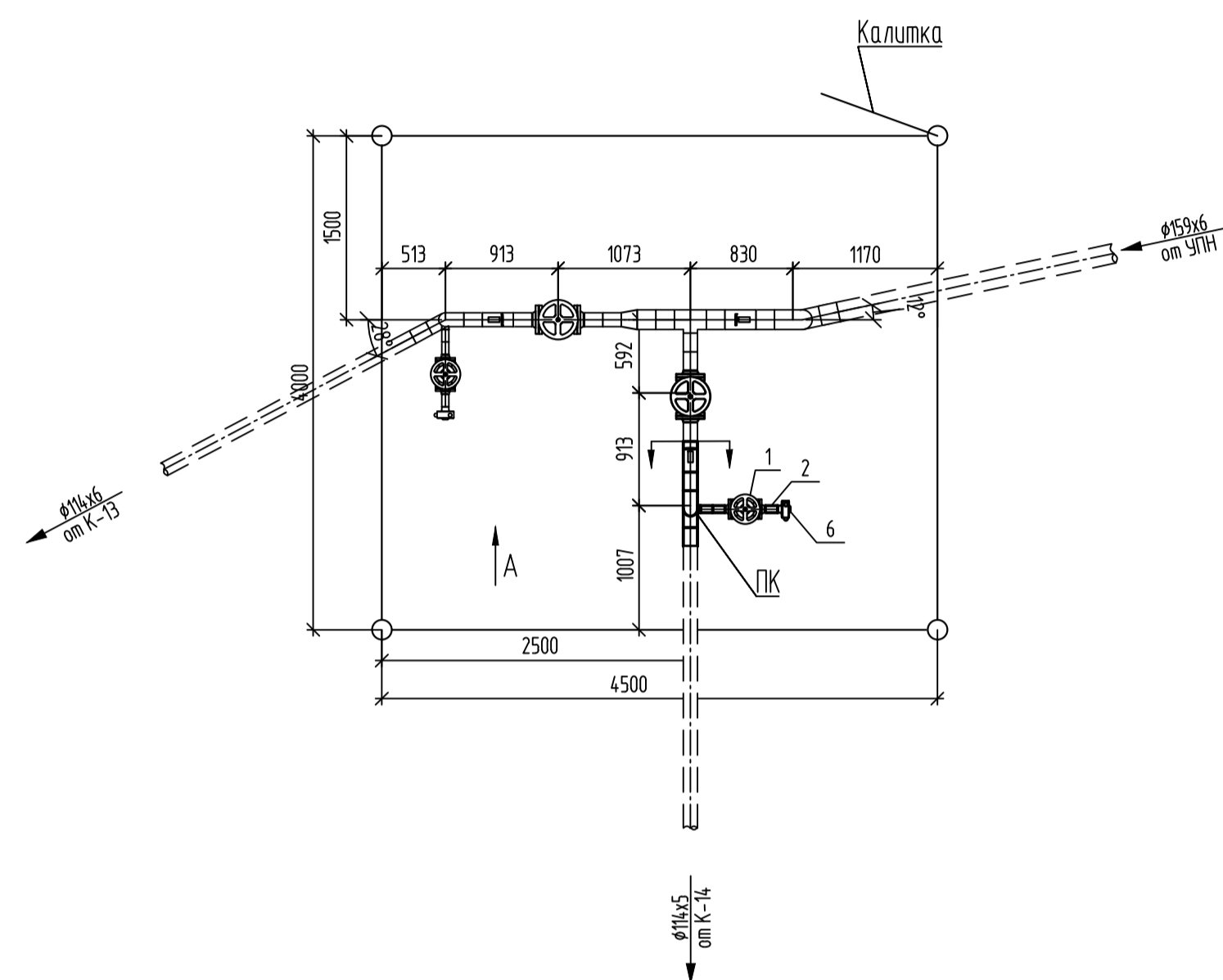
				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2			
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.			
				Реконструкция			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.	Лисов		20.10.22			Стандия	Лист
Проб.	Лисов		20.10.22			П	13
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	

Имя, № подл. Подп. и дата. Взам. штаб. №

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Приме- чание
		Запорная арматура			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УЗ158,Р14)-ЛТ.011	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
		Трубы			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
2		57х6-К48-20А	1	7,55	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80)			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
3		114х6-К48-20А	3	16,00	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 3сл ПЗ-80)			
		Детали трубопровода			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными катожками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4		90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
	ГОСТ 17376-2001	Тройники с приварными катожками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
		Прочие изделия			
6	ТУ 3666-016-32729091-04	Быстроразъемное соединение	1	7,80	шт.
		БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)			
		Манометр показывающий			
7	ТУ 4212-389-04.11113635-2004	МПА-УУХЛ1-4 МПа-Р54-Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L-100 мм			
8		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
9		В-05Д	1	0,55	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-57х6М	1		шт.
11	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х6М	6		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	6		шт.

Узел 1 ПК0+00



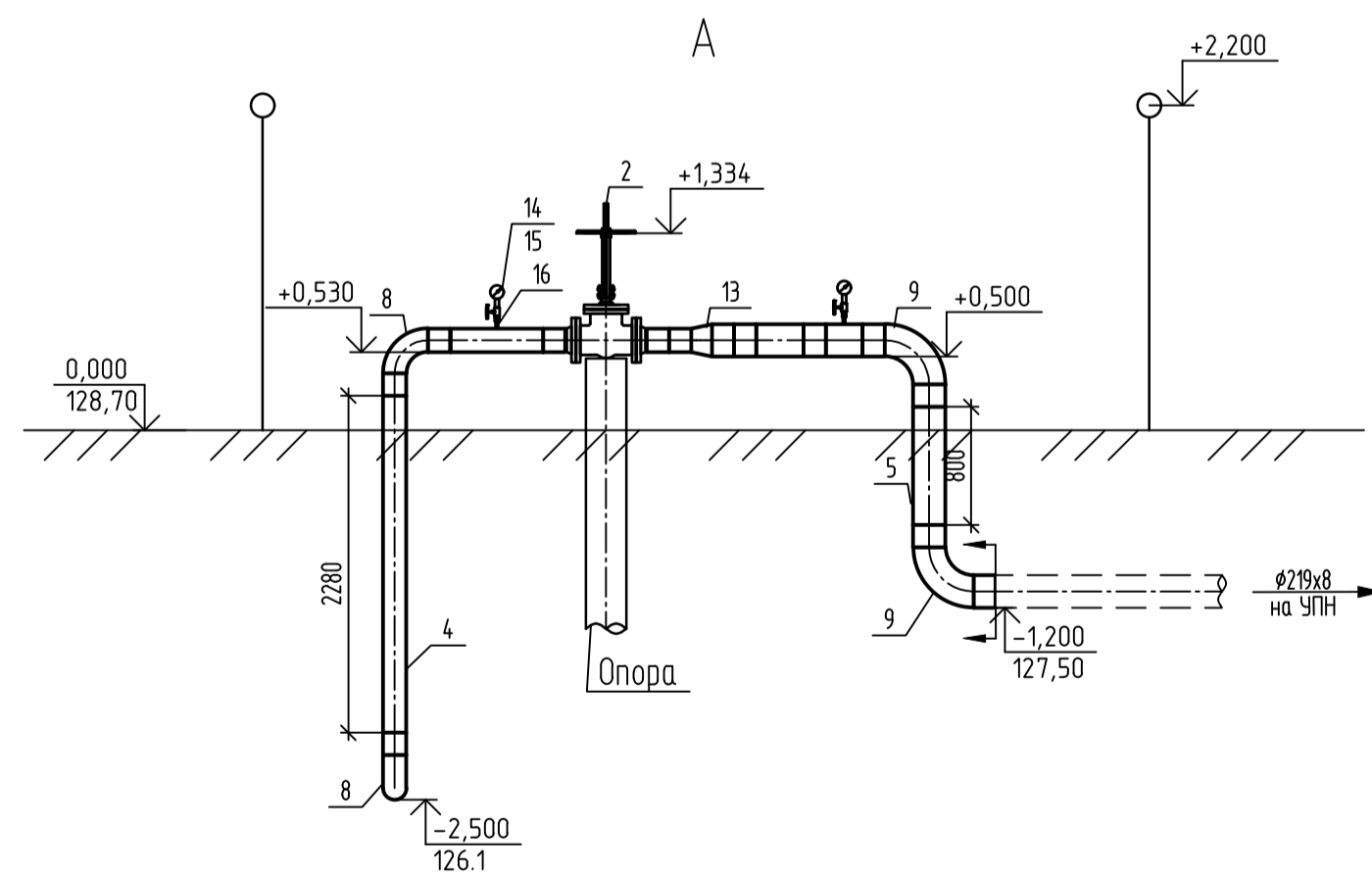
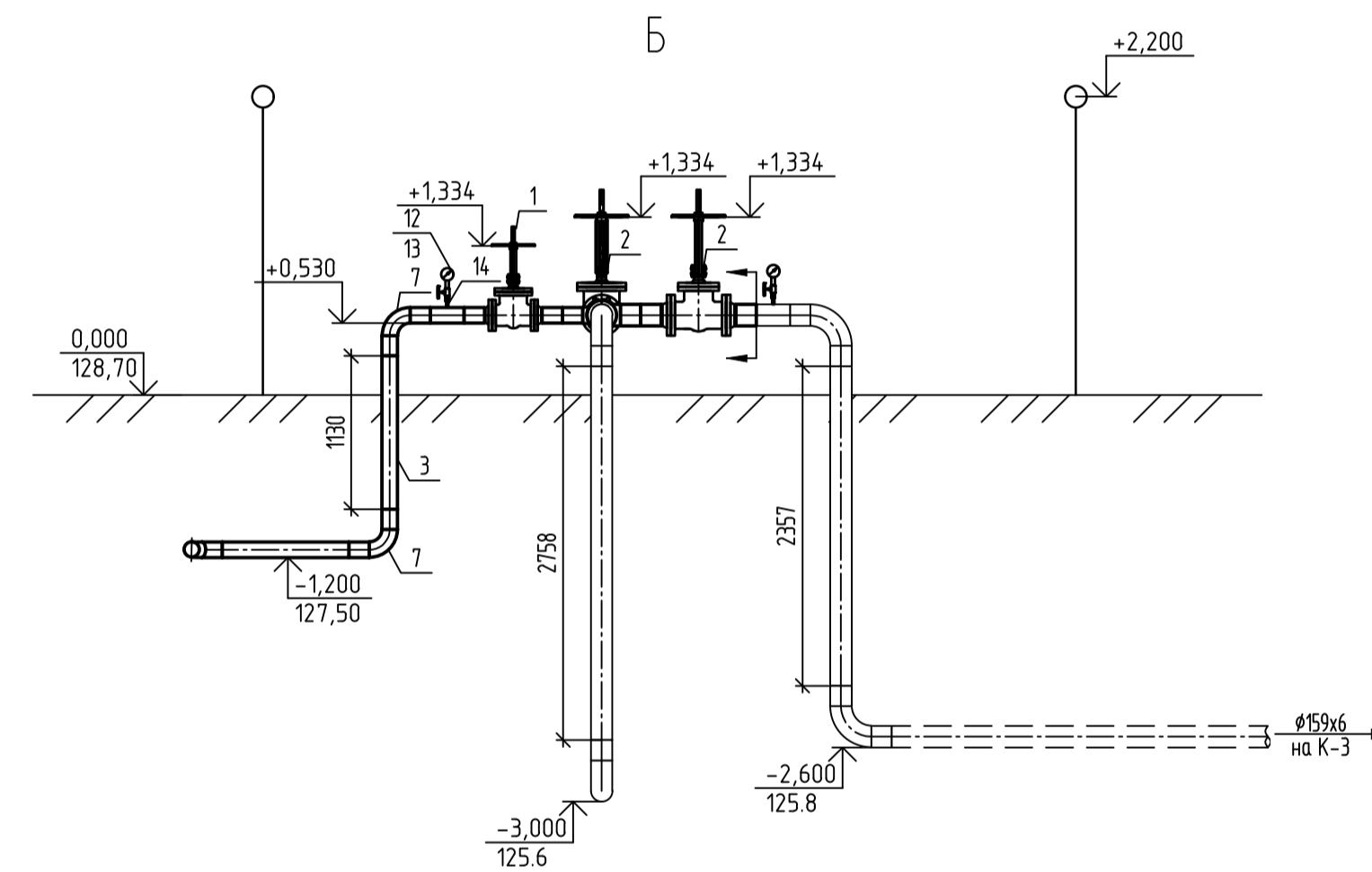
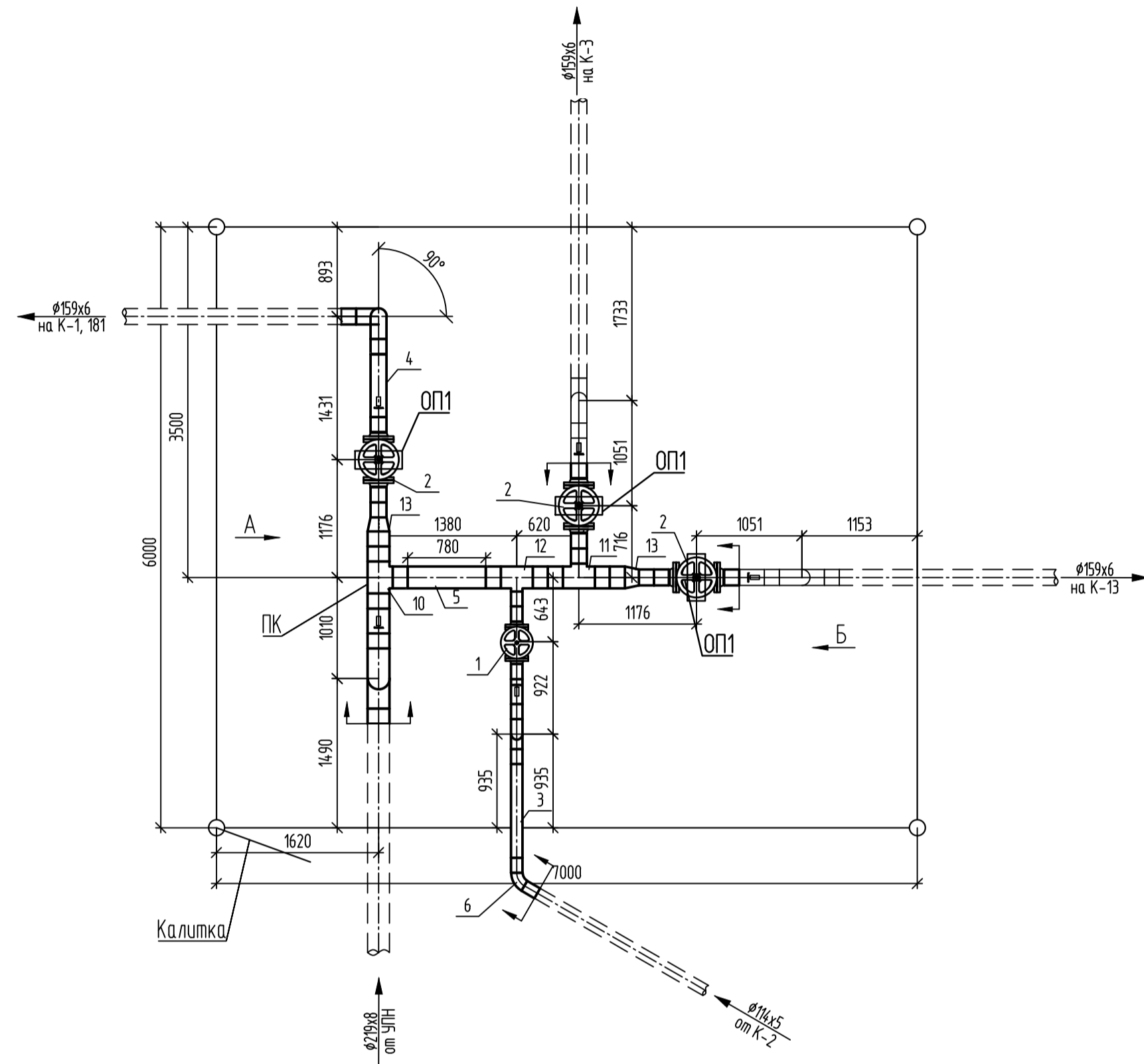
Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная				Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод.дн.	Завод.нар.	Плен.	Завод.дн.	Завод.нар.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
114	3	3	-	1,5	1,5	-	1,5	0,5

				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2			
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.			
				Реконструкция			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разраб.	Лисов		20.10.22			Низконапорный водовод от КУ М58 до участка №14 (Инд. №24084091 Низконапорный водовод от КМ14 м Виноградова)	Стадия
Проб.	Лисов		20.10.22				Лист
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			Узел 1 ПК0+00 (150)	Листов
						ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	

Имя, № подл., Подп. и дата, Взам. штаб. №

Узел 1 ПК0+00



Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
<b>Запорная арматура</b>					
Задвижки					
1	10-2946/20С1775-С107(УПН,УЗП46)-ЛТ.01/2	DN100 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С107(УПН,УЗП46)-ЛТ.01/3	DN150 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	3	170,0	шт.
<b>Трубы</b>					
ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы					
3		114х5-К48-20А	3	13,44	м
4		159х6-К48-20А	3	22,64	м
5		219х8-К48-20А	3	41,63	м
ТУ 1390-003-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)					
<b>Детали трубопровода</b>					
ГОСТ 17375-2001 Отводы с приварными катожками L=150 мм					
ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)					
6		45°-114х5-20А	1	1,9	шт.
7		90°-114х5-20А	2	3,8	шт.
8		90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
9		90°-219х8-20А	2	20,0	шт.
ГОСТ 17375-2001 Тройники с приварными катожками L=150 мм					
ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)					
10		219х8-20А	1	16,4	шт.
11		219х8-159х6-20А	1	16,4	шт.
12		219х8-114х5-20А	1	16,4	шт.
13	ГОСТ 17378-2001	Переход П К 219х8-159х6-20А	2	7,2	шт.
ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)					
с приварными катожками L=150 мм					
<b>Прочие изделия</b>					
Манометр показывающий					
14	ТУ 4212-389-04.11113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-Р54-Безоп.стекло-160	3	1,2	шт.
Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм					
15		БП02-М20х1,5-100 Ст45	3	0,1	шт.
Вентильный блок с дренажным устройством					
16		В-05Д	3	0,55	шт.
17	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-219х8М	10		шт.
18	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	8		шт.
19	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х5М	8		шт.
20	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.219.450.1,4	10		шт.
21	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	8		шт.
22	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	8		шт.

Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение					
	Антикоррозийная, м				Теплоизоляция, м	
	Подземная		Наземная		Наземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод вн.	Завод нар.	Завод вн.	Завод нар.			
114	2	2	2	2	2,50	0,50
159	3,00	3,00	3,00	3,00	4,00	0,50
219	3,00	3,00	5,00	5,00	5,00	0,50

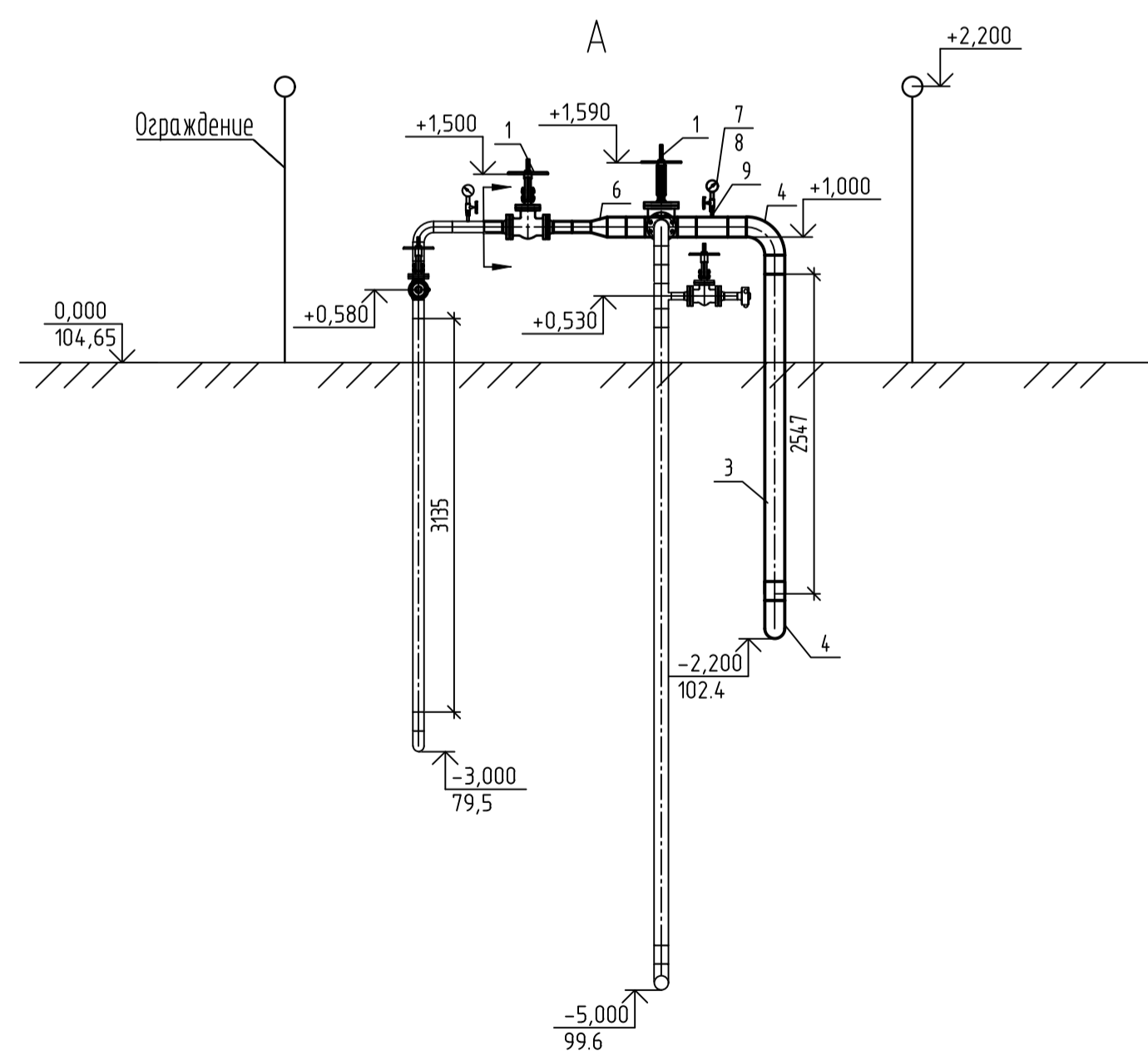
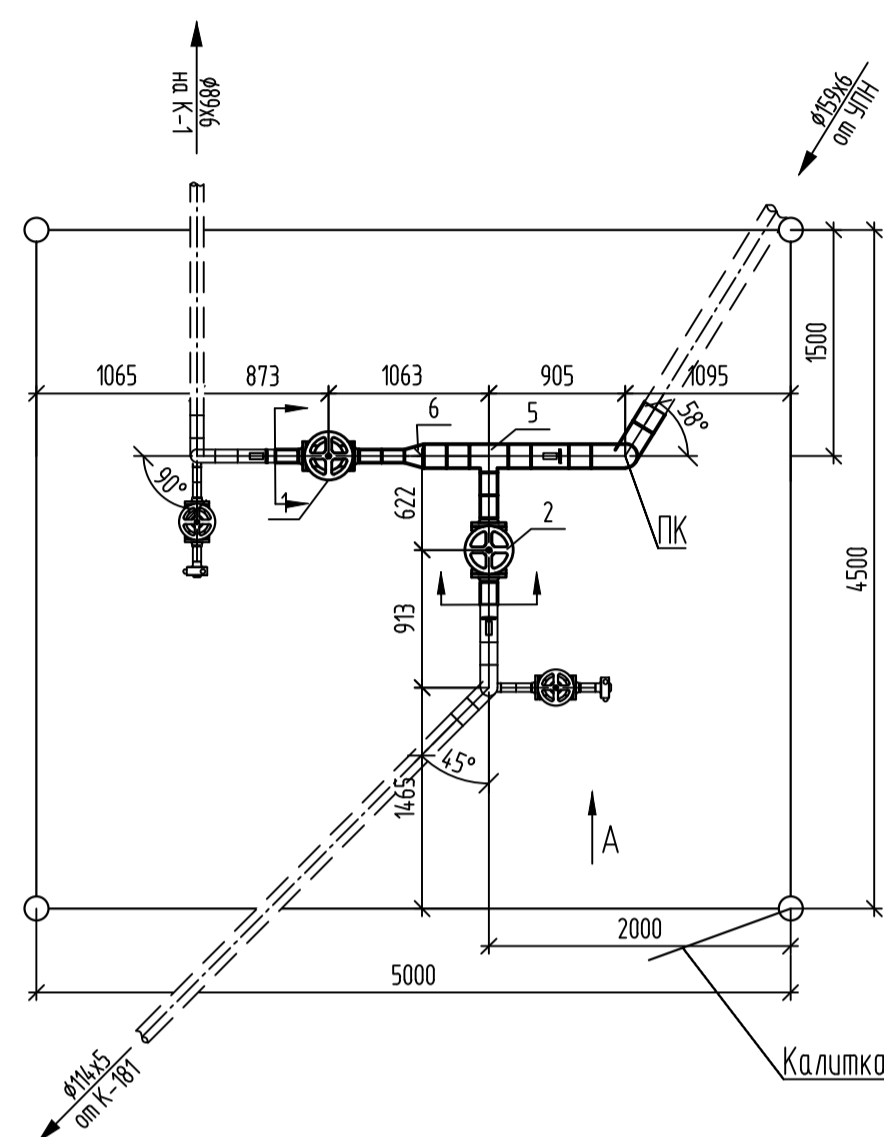
				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2		
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.		
				Реконструкция		
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Лисов		20.10.22			
Проб.	Лисов		20.10.22			
				Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инд. №24084087 Низконапорный водовод от кп181 м Виноградова)		Стация Лист Листов
				Узел 1 ПК0+00 (150)		П 15
				ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		
				Формат А1		

Имя, № подл. Подп. и дата. Взам. штаб. №

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Запорная арматура			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УПН, УЗП46)-ЛТ.011	DN80 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	54,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С107(УПН, УЗП46)-ЛТ.012	DN100 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
		Трубы			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
3		159х6-К48-20А	3	22,64	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)			
		Детали трубопровода			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными капюшками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4		90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
	ГОСТ 17376-2001	Тройники с приварными капюшками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
5		159х6-114х5-20А	1	3,9	шт.
6	ГОСТ 17378-2001	Переход П К 159х6-89х6-20А	1	4,2	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
		с приварными капюшками L=150 мм			
		Прочие изделия			
		Манометр показывающий			
7	ТУ 4212-389-04.11113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-IP54- Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
8		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
9		В-05Д	1	0,55	шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	6		шт.
11	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х5М	4		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	6		шт.
13	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	4		шт.

Узел 2 ПК12+54



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение					
	Антикоррозионная, м				Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод.вн.	Завод.нар.	Завод.вн.	Завод.нар.			
89	-	-	1	1	1,50	-
114	-	-	1	1	1,50	-
159	3,00	3,00	2,00	2,00	2,00	0,50

				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2		
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.		
				Реконструкция		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Лисов		20.10.22			
Проб.	Лисов		20.10.22			
Н.контр.	Сидоров		20.10.22			
				Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №46 (Инд. №24084087 Низконапорный водовод от кп181 м Виноградова)		Стация
				Чуел 2 ПК12+54 (150)		Лист
				ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		Листов
						16

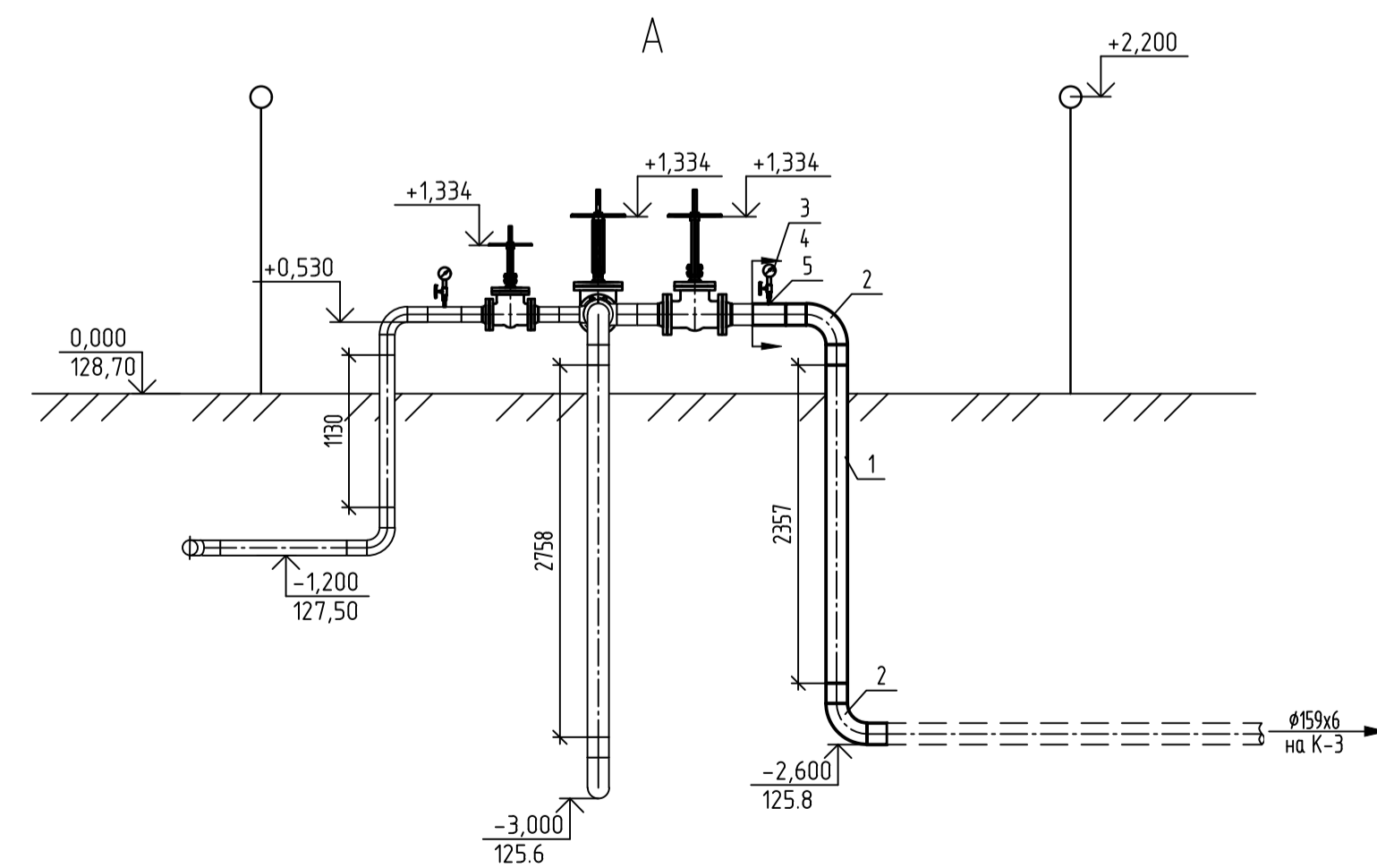
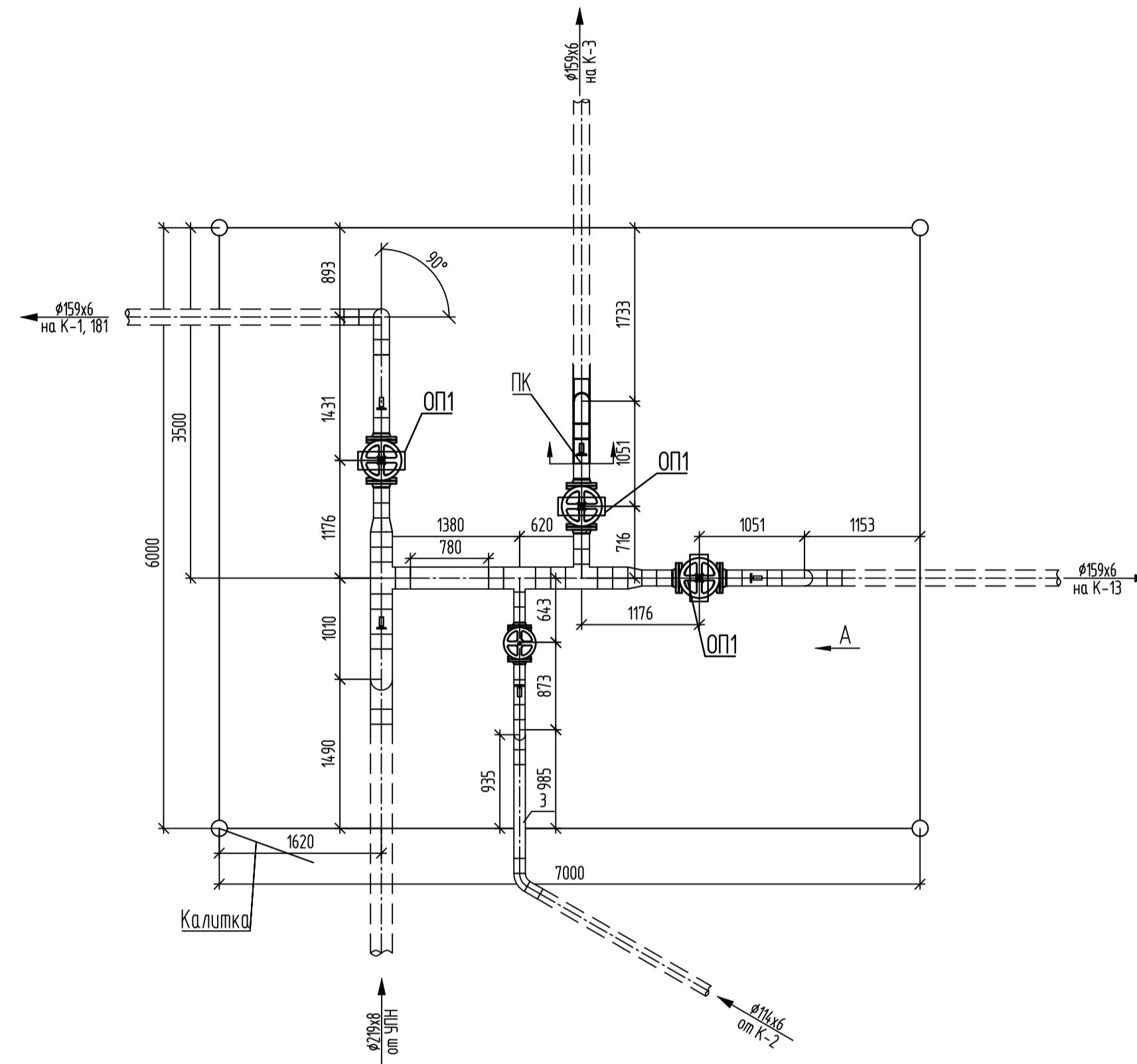
Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
		Трубы			
1	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы 159х6-К48-20А	3	22,64	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЗ-80)			
		Детали трубопровода			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными катожками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
2		90°-159х6-20А	3	8,0	шт.
		Прочие изделия			
		Манометр показывающий			
3	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-ЧУХЛ1-4 МПа-IP54- Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
4		БП02-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
5		В-05Д	1	0,55	шт.
6	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	4		шт.
7	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	4		шт.

Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение					
	Антикоррозионная, м				Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Завод.вн.	Завод.нар.	Завод.вн.	Завод.нар.			
159	3,00	3,00	1,50	1,50	1,50	0,50

Узел 1 ПК0+00

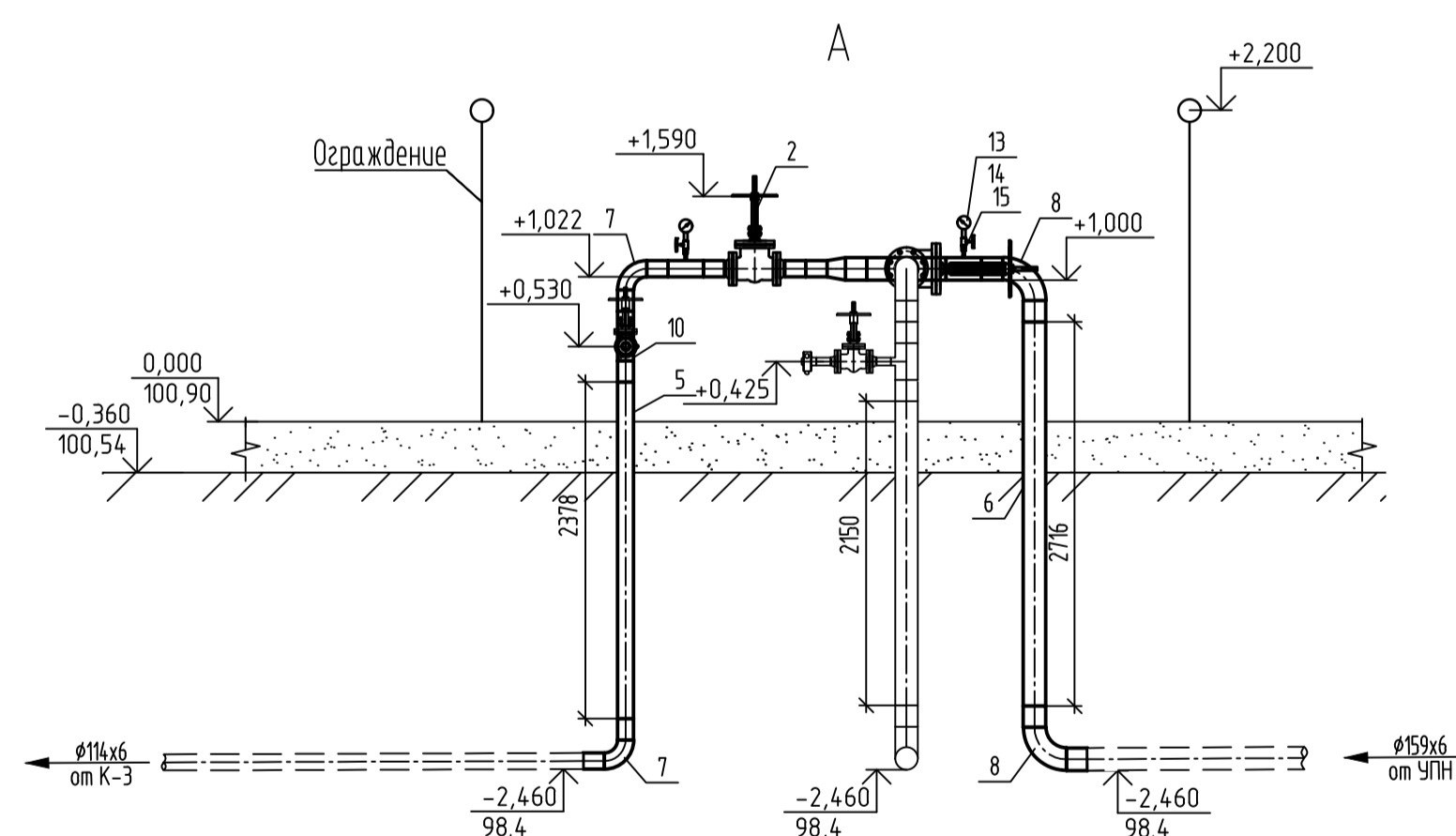
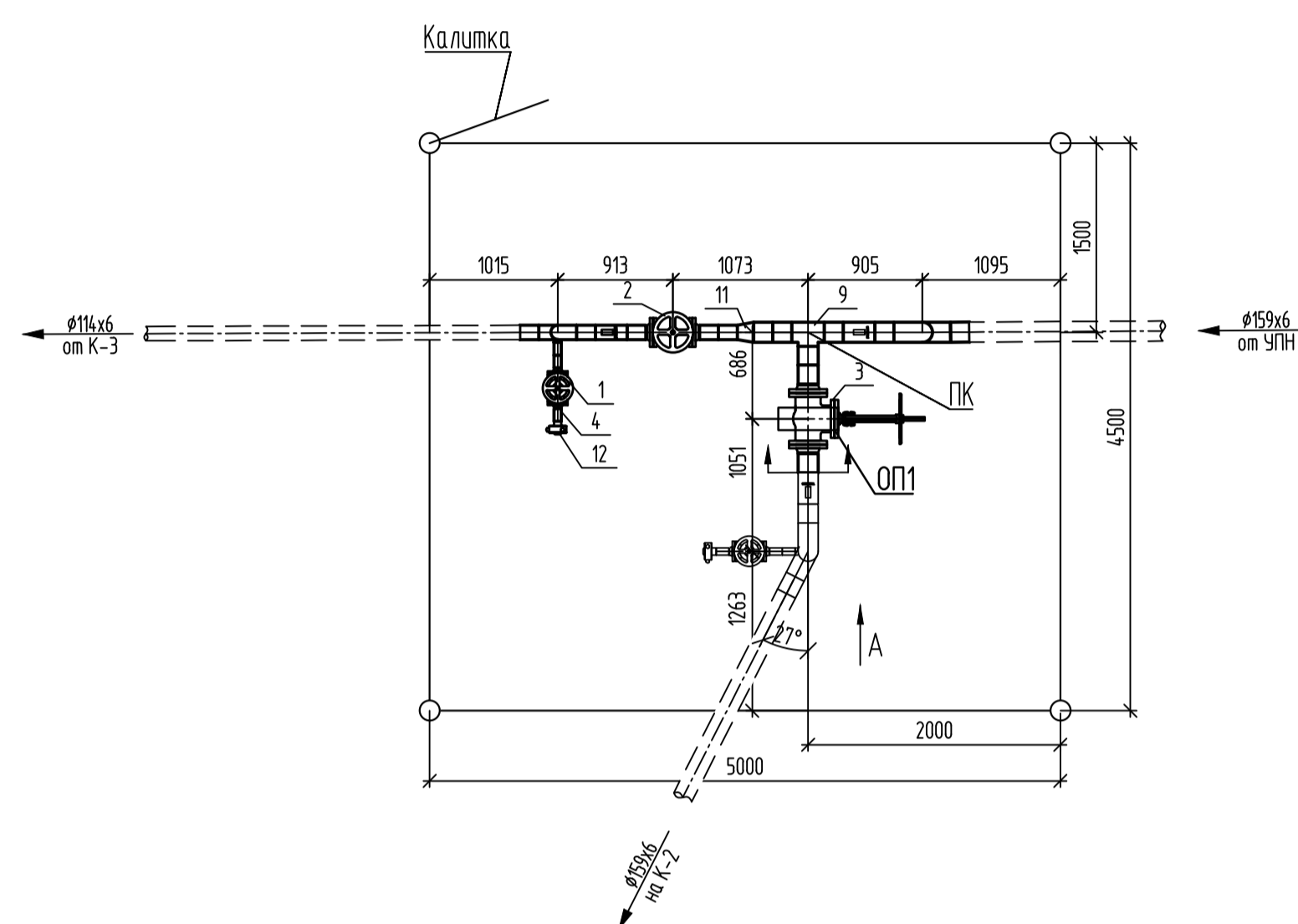


				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2		
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.		
				Реконструкция		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	
Разраб.	Лисов		20.10.22		20.10.22	Низконапорный водовод от УРВ (УГН) до КЧ М50 (Инд. №24084090 Низконапорный водовод от к МЗ м. Виноградова)
Проб.	Лисов		20.10.22		20.10.22	КЧ М50 (Инд. №24084090 Низконапорный водовод от к МЗ м. Виноградова)
Н. контр.	Сидоров		20.10.22		20.10.22	Узел 1 ПК0+00 (1:50)
					Стация	Лист
					П	17
					ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
Запорная арматура					
Задвижки					
1	10-2946/20С1775-С107(УПН,УЗП150)-ЛТ.011	DN50 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	32,0	шт.
2	10-2946/20С1775-С107(УПН,УЗП150)-ЛТ.012	DN100 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	78,0	шт.
3	10-2946/20С1775-С107(УПН,УЗП150)-ЛТ.013	DN150 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	1	170,0	шт.
Трубы					
ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы					
4		57х6-К48-20А	1	7,55	м
		ТУ 1390-003-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80)			
		ТУ 1317-006.1-593377520-2003 Трубы			
5		114х6-К48-20А	3	16,00	м
6		159х6-К48-20А	3	22,64	м
		ТУ 1390-003-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 3сл ПЗ-80)			
Детали трубопровода					
ГОСТ 17375-2001 Отводы с приварными катушками L=150 мм					
		ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
7		90°-114х6-20А	2	3,8	шт.
8		90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
		ГОСТ 17376-2001 Тройники с приварными катушками L=150 мм			
		ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
9		159х6-20А	1	3,9	шт.
10		114х6-57х6-20А	1	1,5	шт.
11		ГОСТ 17378-2001 Переход П К 159х6-114х6-20А	1	4,2	шт.
		ТУ 1390-001-52534308-2013 (В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
		с приварными катушками L=150 мм			
Прочие изделия					
12		ТУ 3666-016-32729091-04 Быстроразъемное соединение	1	7,80	шт.
		БРС 2-50/78-НГ (PN 35,0 МПа)			
		Манометр показывающий			
13		ТУ 4212-389-04 11113635-2004 МПА-УУХЛ1-4 МПа-Р54-Безоп.стекло-160	2	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
14		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	2	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
15		В-05Д	2	0,55	шт.
16		ТУ 1390-001-09308923-2014 Втулка СРС-57х6М	1		шт.
17		ТУ 1390-001-09308923-2014 Втулка СРС-159х6М	8		шт.
18		ТУ 1390-001-09308923-2014 Втулка СРС-114х6М	8		шт.
19		ТУ 2293-007-58210788-2006 Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	8		шт.
20		ТУ 2293-007-58210788-2006 Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	8		шт.

Чзел 2 ПК19+71



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							Подземная с дополнительной гидроизоляцией	
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м		
	Подземная			Надземная			Надземная		
Защит. ин.	Защит. нар.	Плен.	Защит. ин.	Защит. нар.	Покрас.				
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-	
114	3	3	-	2,0	2,0	-	2,5	0,5	
159	3	3	-	3,0	3,0	-	3,5	0,5	

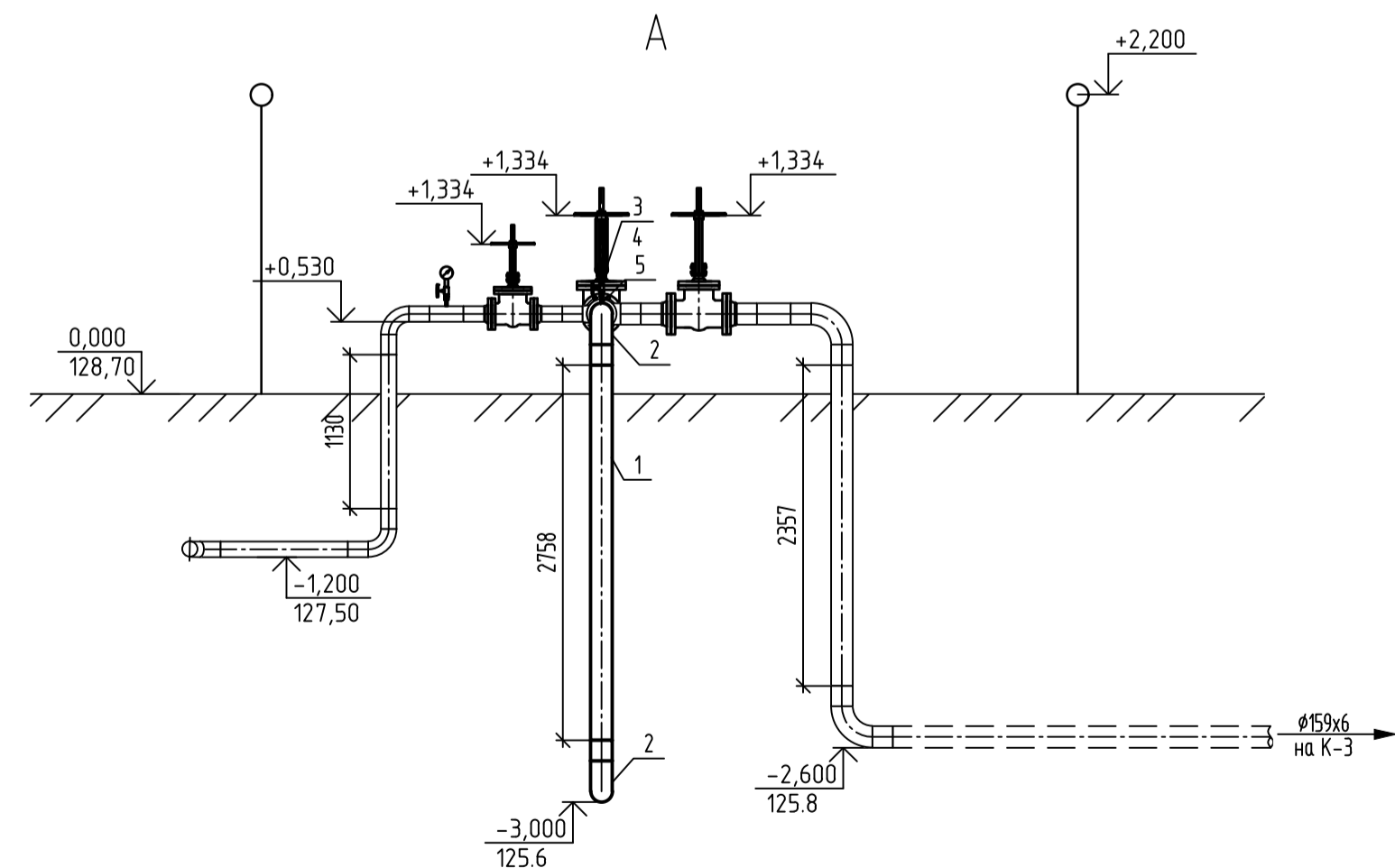
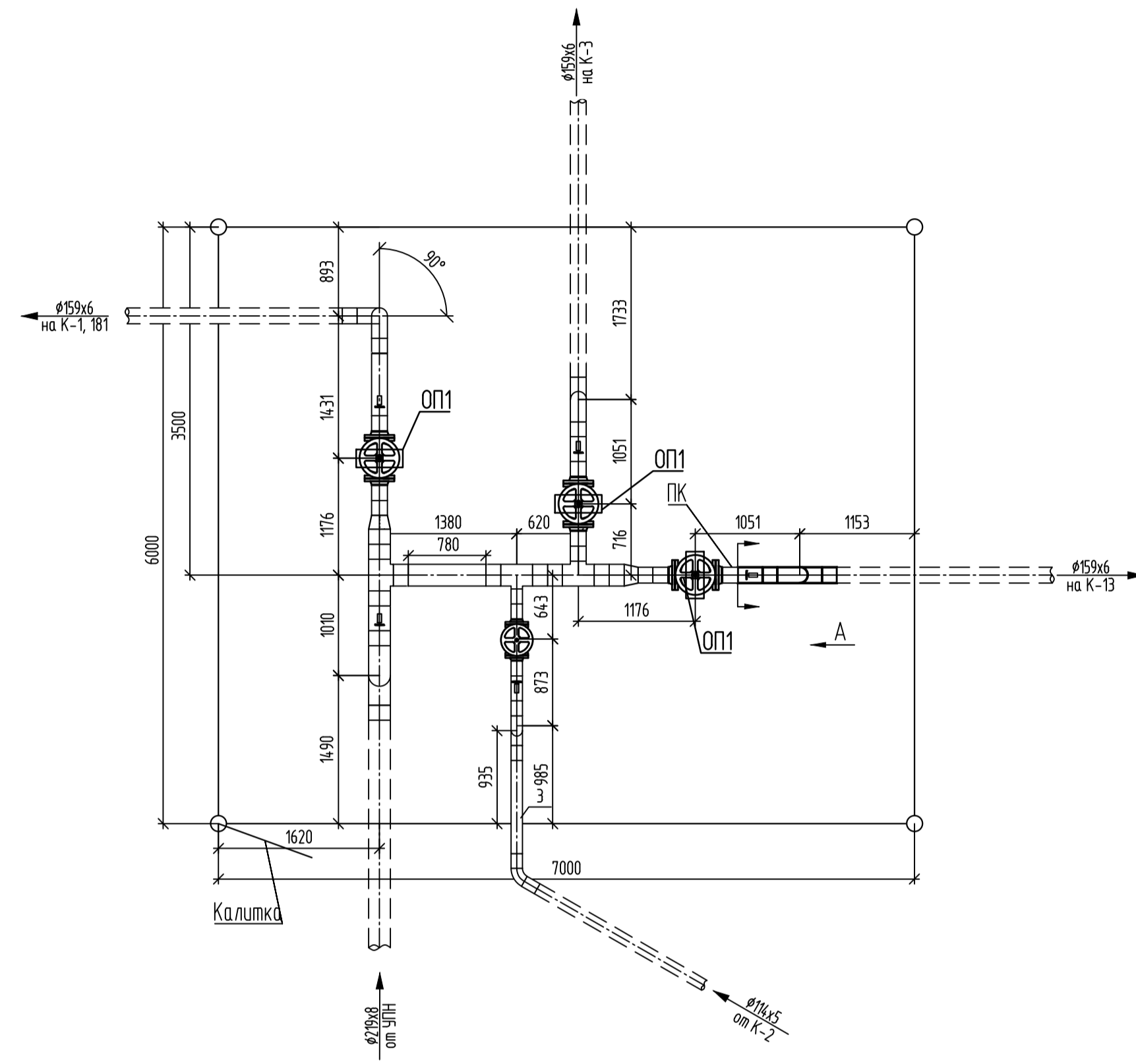
				10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2			
				Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.			
				Реконструкция			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
2			2377-24		05.03.24		
Разраб.	Лисов				20.10.22		
Проб.	Лисов				20.10.22		
						Стация	Лист
						П	18
						ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	
						Чзел 2 ПК19+71 (150)	
						Формат А1	

Имя, № подл., Подп. и дата, Взам. штаб. №





### Узел 1 ПК0+00



### Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
Трубы					
1	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
		159х6-К48-20А	3	22,64	м
2	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ПЭ-80)			
		Детали трубопровода			
2	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приборными катушками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
2		90°-159х6-20А	3	8,0	шт.
	Прочие изделия				
3		Манометр показывающий			
	ТУ 4212-389-04.11113635-2004	МПА-УУХЛ1-4 МПа-Р54-Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
4		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
		БП02-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
5		Вентильный блок с дренажным устройством			
		В-05Д	1	0,55	шт.
6	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	4		шт.
7	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	4		шт.

### Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение					
	Антикоррозионная, м				Теплоизоляция, м	
	Подземная		Надземная		Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Заход.вн.	Заход.нар.	Заход.вн.	Заход.нар.			
159	3,00	3,00	1,50	1,50	1,50	0,50

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2

Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.  
Реконструкция

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Стация	Лист	Листов
3		Зем	294-24		05.03.24			
2		Нар	237-24		05.03.24			
Разраб.	Лысов				20.10.22	Низконапорный водовод от УРВ (УГН) до	П	20
Проб.	Лысов				20.10.22	КУ №50 (Инд. №24084090 Низконапорный водовод от к МЗ м. Виноградова)		
Н. контр.	Сидоров				20.10.22	Узел 1 ПК0+00 (150)		

ООО "НИПИ  
"Нефтегазпроект"

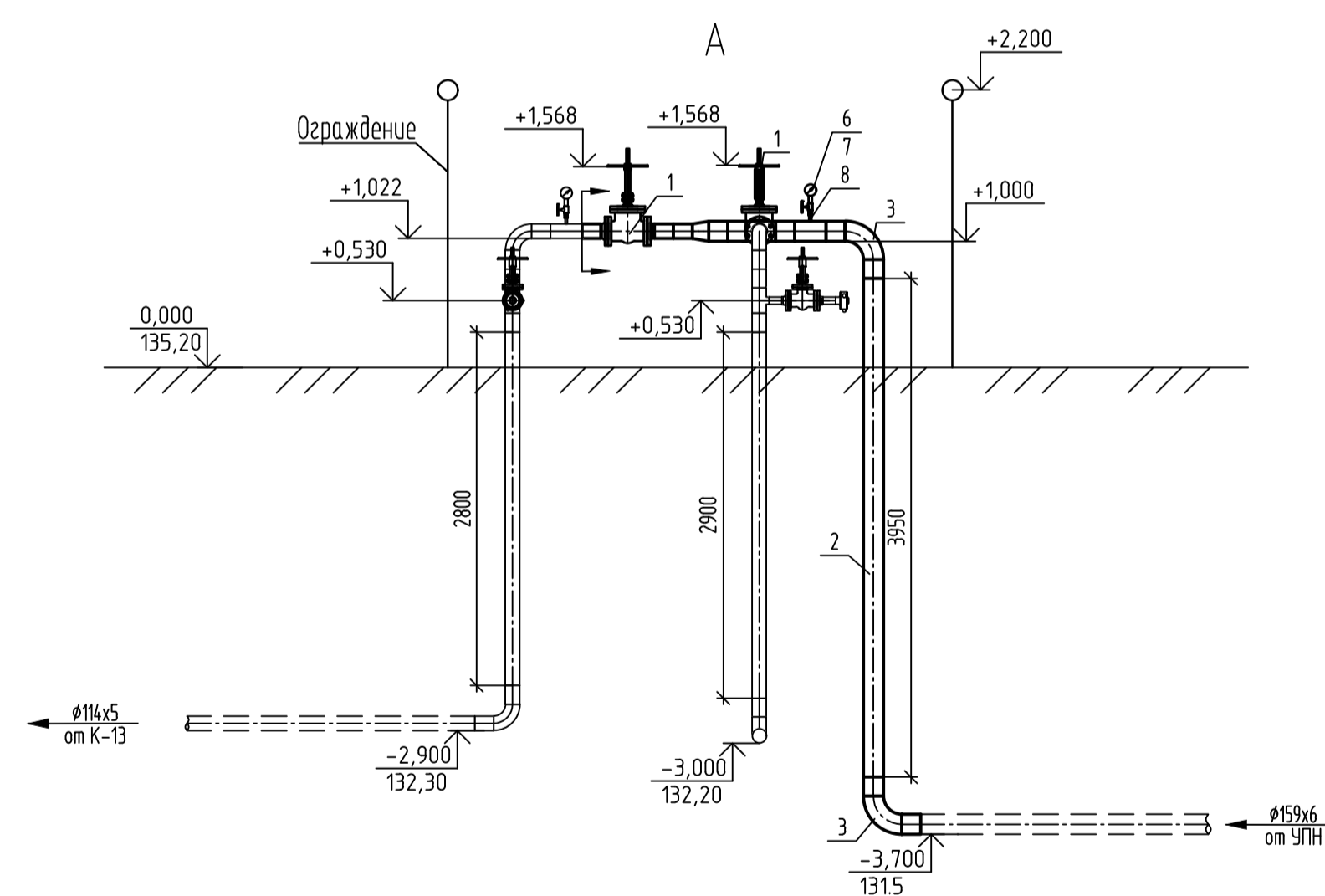
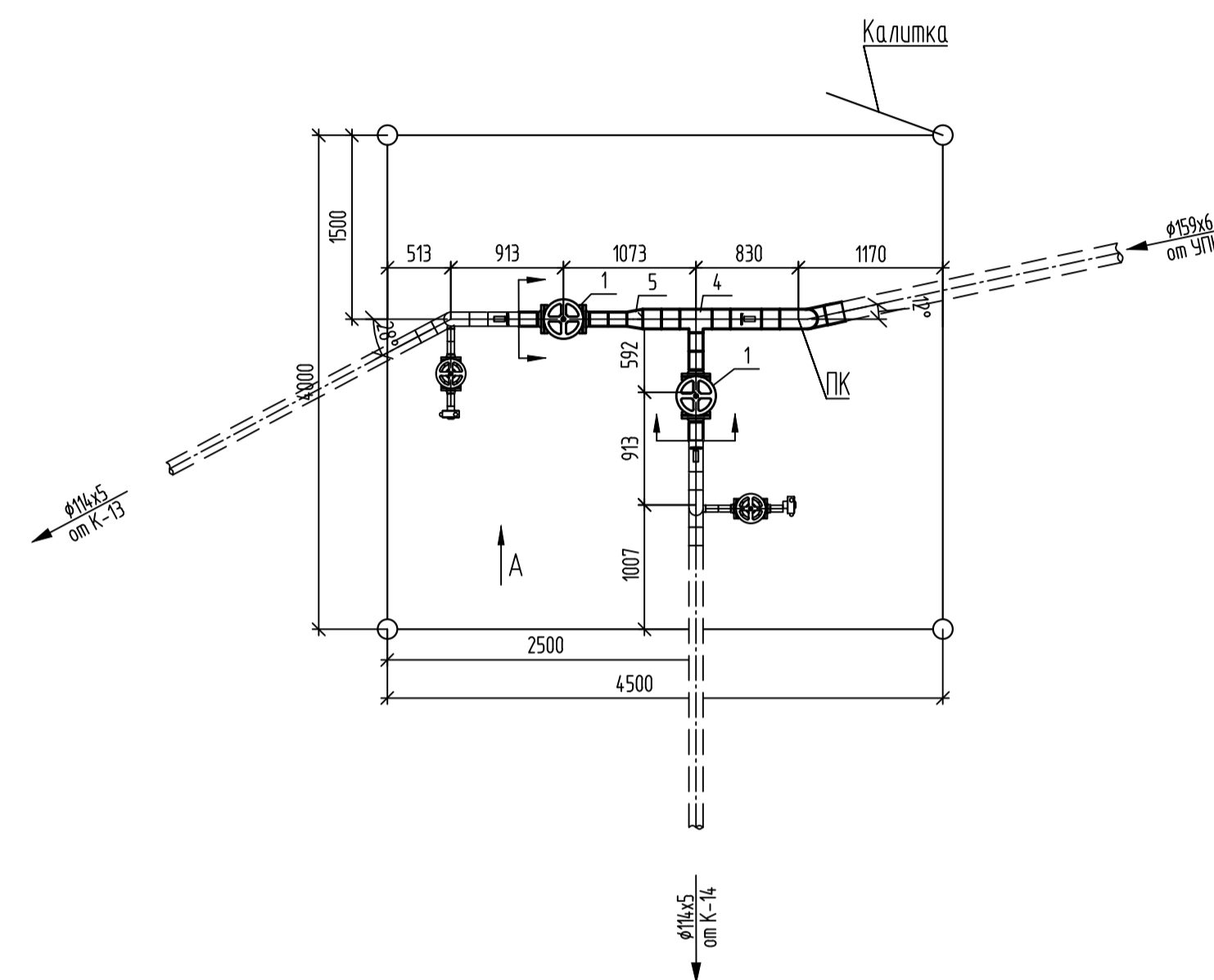
Формат А1

Имя, № подл., Подп. и дата, Взам. штаб. №

Спецификация

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед, кг	Примечание
		Запорная арматура			
		Задвижки			
1	10-2946/20С1775-С107(УПН,УЗП58)-ЛТ.011	DN100 PN2,5 МПа (с патрубками L=150 мм)	2	78,0	шт.
		Трубы			
	ТУ 1317-006.1-593377520-2003	Трубы			
2		159х6-К48-20А	4	22,64	м
	ТУ 1390-003-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 3сл ПЭ-80)			
		Детали трубопровода			
	ГОСТ 17375-2001	Отводы с приварными катюшками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
3		90°-159х6-20А	2	8,0	шт.
	ГОСТ 17376-2001	Тройники с приварными катюшками L=150 мм			
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
4		159х6-114х5-20А	1	3,9	шт.
5	ГОСТ 17378-2001	Переход П К 159х6-114х5-20А	1	4,2	шт.
	ТУ 1390-001-52534308-2013	(В 2сл ЭПП-80) и (Н 2сл ЭПП-80)			
		с приварными катюшками L=150 мм			
		Прочие изделия			
		Манометр показывающий			
6	ТУ 4212-389-041113635-2004	МП4-УУХЛ1-4 МПа-IP54-Безоп.стекло-160	1	1,2	шт.
		Бобышка прямая из стали 45 L=100 мм			
7		БПО2-М20х1,5-100 Ст45	1	0,1	шт.
		Вентильный блок с дренажным устройством			
8		В-05Д	1	0,55	шт.
9	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-114х5М	4		шт.
10	ТУ 1390-001-09308923-2014	Втулка СРС-159х6М	6		шт.
11	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.114.450.1,4	4		шт.
12	ТУ 2293-007-58210788-2006	Манжета ТИАЛ М80.159.450.1,4	6		шт.

Узел 2 ПК21+41



Ведомость изоляционных работ

Диаметр трубопровода мм	Обозначение							
	Антикоррозионная, м						Теплоизоляция, м	
	Подземная			Надземная			Надземная	Подземная с дополнительной гидроизоляцией
Заводн.	Заводн.	Плен.	Заводн.	Заводн.	Покрас.			
57	-	-	-	-	-	0,5	1,0	-
114	-	-	-	1	1	-	2	-
159	4	4	-	1	1	-	-	0,5

										10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ2	
3	Зем	294-24	5.03.24	Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова.							
2	Исп	237-24	05.03.24	Реконструкция							
Изм.	Колуч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Низконапорный водовод от УРВ (УПН) до КУ №50 (Инд. №24084090 Низконапорный водовод от КМЗ им.Виноградова)		Стация	Лист	Листов	
Разраб.	Лисов		20.10.22					П	21		
Проб.	Лисов		20.10.22								
Н. контр.	Сидоров		20.10.22			Узел 2 ПК21+41 (150)		ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"			

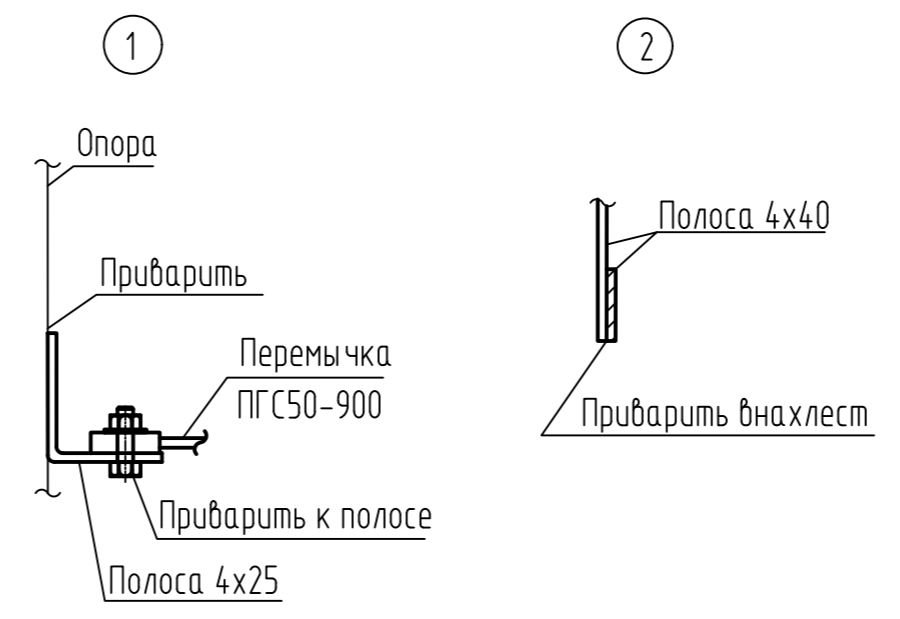
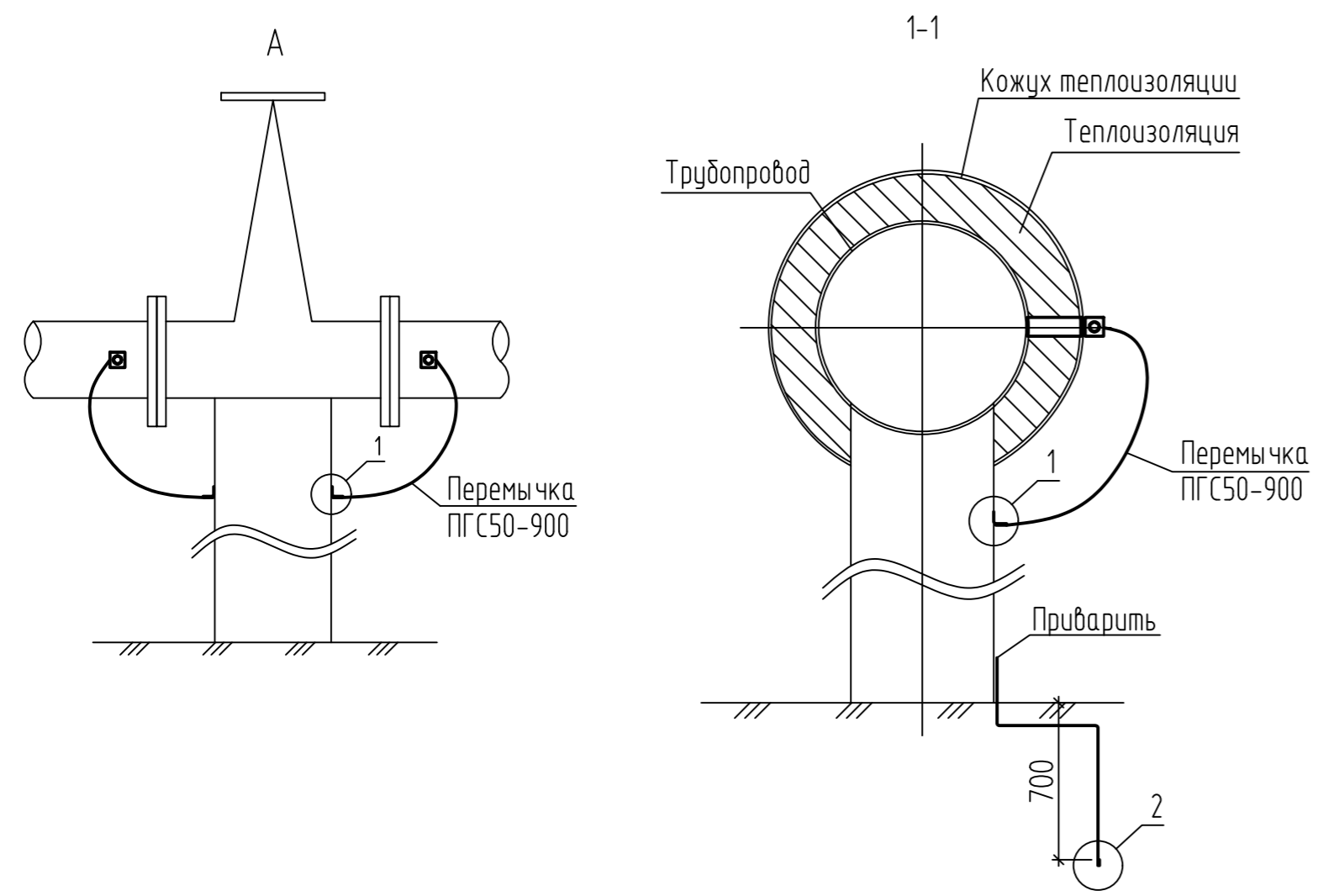
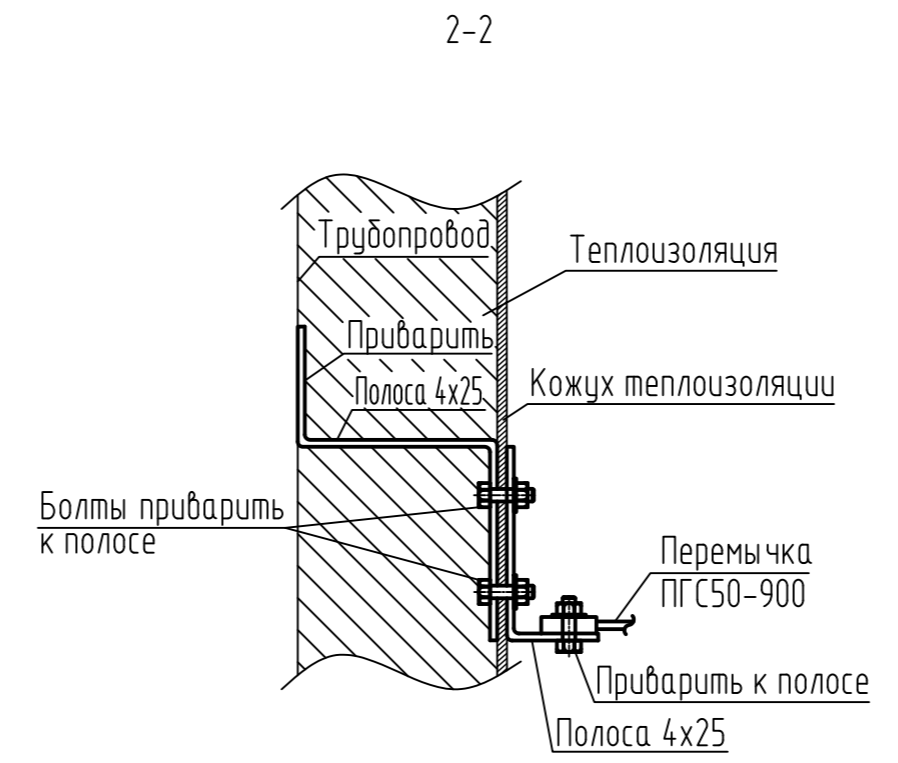
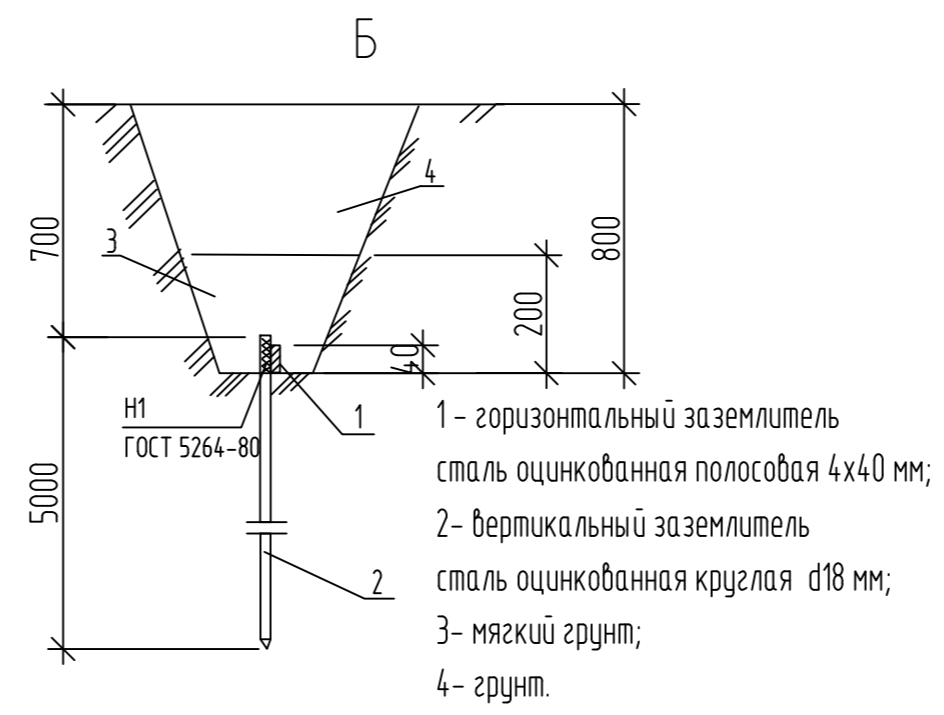
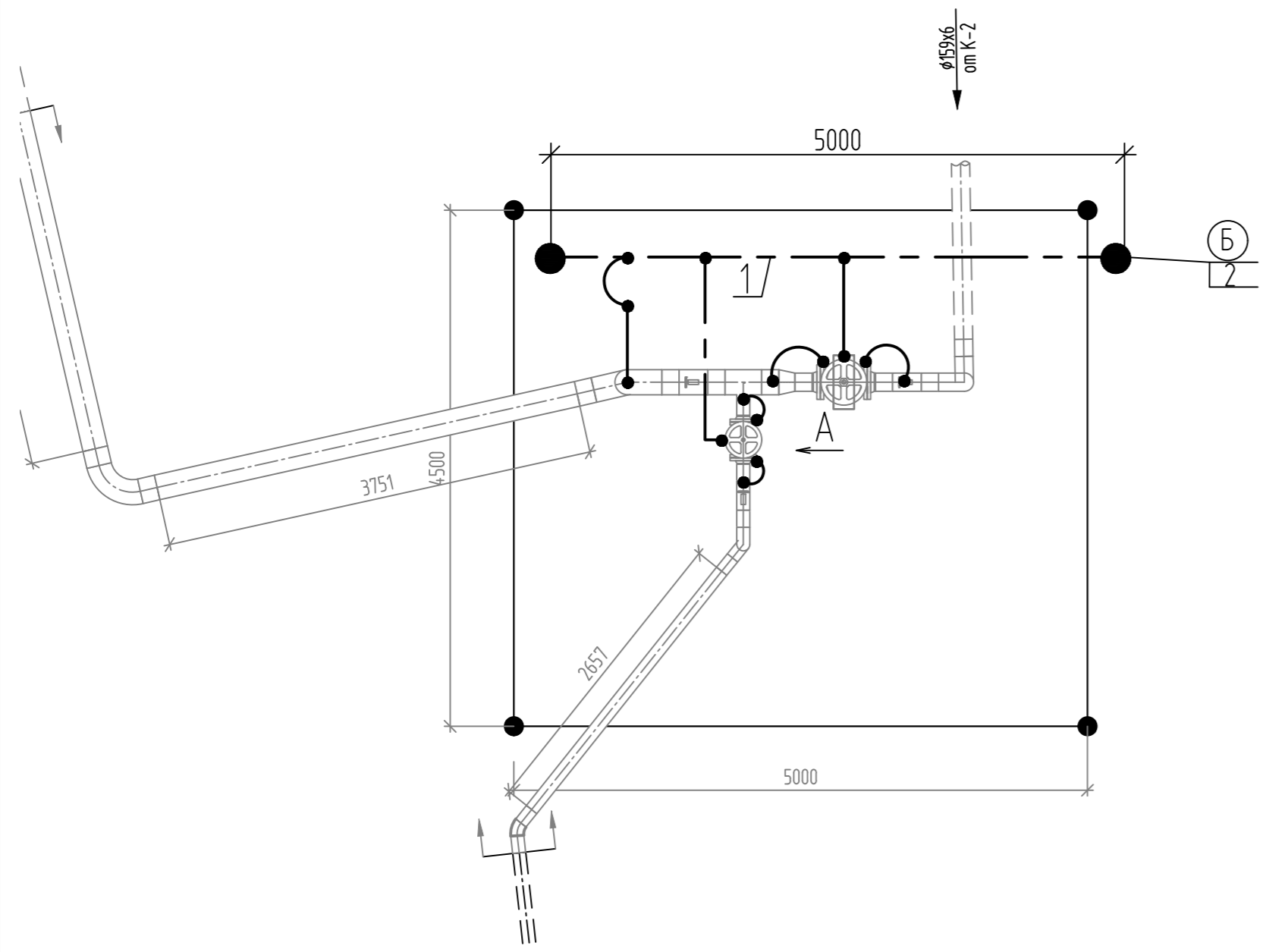
Имя, № подл. Подп. и дата. Взам. штаб. №

# Ведомость графической части

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части	
2	Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КУ16) (Инв. №24072721 Нефтегазоборные сети от куста №2 до т.вр). План заземления узла 1ПК12+86 (1:50)	
3	Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазоборные сети от к.№17 до т.вр.). План заземления узла 1ПК40+53 (1:50)	
4	Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ№32 (Инв. №24072722 Нефтегазоборные сети от куста №14 до т.вр.). План заземления узла 1ПК2+35 (1:50)	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ11								
			Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция								
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Стадия	Лист	Листов
			Разраб.		Минаев			22.10.22	П	1	4
									Молниезащита и заземление		
									Ведомость графической части		
			Н. контр.		Курсанова			22.10.22	ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		
			ГИП		Шквыря			22.10.22			

Узел 1 ПК12+86 (1:50)



Спецификация					
Марка. Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса оцинкованная 4x40 мм	10	1,26	м
	ГОСТ 103-2006	Полоса оцинкованная 4x25 мм	3	1,25	м
	ПГС25-900	Перемычка	5	0,21	шт.
	M8x40-8.8 ГОСТ P ISO 4017-2013	Болт	40	0,02	шт.
	M8-8 ГОСТ P ISO 4032-2014	Гайка	40	0,02	шт.
	ГОСТ 11371-78	Шайба	40	0,02	шт.
	8 3X13 ГОСТ 6402-70	Шайба пружинная	40	0,02	шт.
2	ГОСТ 2590-2006	Круг оцинкованный d18 мм L=5м	10	2	м

- Прокладку заземлителей параллельно с трубопроводом следует выполнять на расстоянии не менее 0,3 м, а при пересечениях – не менее 0,1 м. Глубина прокладки горизонтальных заземлителей не менее 0,7 м. Меньшая глубина прокладки допускается в местах их присоединений к оборудованию.
- Горизонтальные заземлители из полосовой стали 4x40 мм следует укладывать на дно траншеи на ребро. Траншеи для горизонтальных заземлителей должны быть заполнены сначала однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора, с утрамбовкой на глубину 200 мм, а затем – местным грунтом.
- Присоединение стальных защитных проводников к оборудованию выполняют сваркой или болтовым соединением. Соединение стальных проводников при устройстве заземлителей выполняется только сваркой.
- Сварные соединения должны отвечать требованиям ГОСТ 5264-80 "Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры". Болтовые соединения должны отвечать требованиям ГОСТ 10434-82. "Соединения контактные электрические. При этом должны быть предусмотрены меры против ослабления (установка пружинных шайб, контргаек и т.п.) и коррозии (покрытие лаком, техническим вазелином и т.п.) контактного соединения. Сварка стальных защитных (заземляющих) проводников выполняется внахлест. Длина нахлестки должна быть равной ширине проводника при прямоугольном сечении и шести диаметрам при круглом. При Т-образном соединении стальных проводников длина нахлестки определяется шириной стальной полосы. Подключаемые стальные защитные (заземляющие) проводники из плоской стали в местах подключения к узлам заземления должны иметь: ширину стальной полосы не менее 2,4 d винта (болта) узла заземления, отверстие под винт (болт) на 1 мм больше диаметра винта (болта) узла заземления, длину участка подключения (контактный участок) не менее 20 мм.
- Специально проложенные заземляющие защитные проводники должны иметь обозначения, выполненное полосами одинаковой ширины желтого и зеленого цветов шириной 100 мм, прилегающими друг к другу. На перемычках между конструкциями, а также в местах присоединения к ним проводников, должно быть нанесено не менее двух полос желтого цвета по зеленому фону.
- После монтажа заземляющего устройства выполнить проверку контактной связи заземлителей между собой.

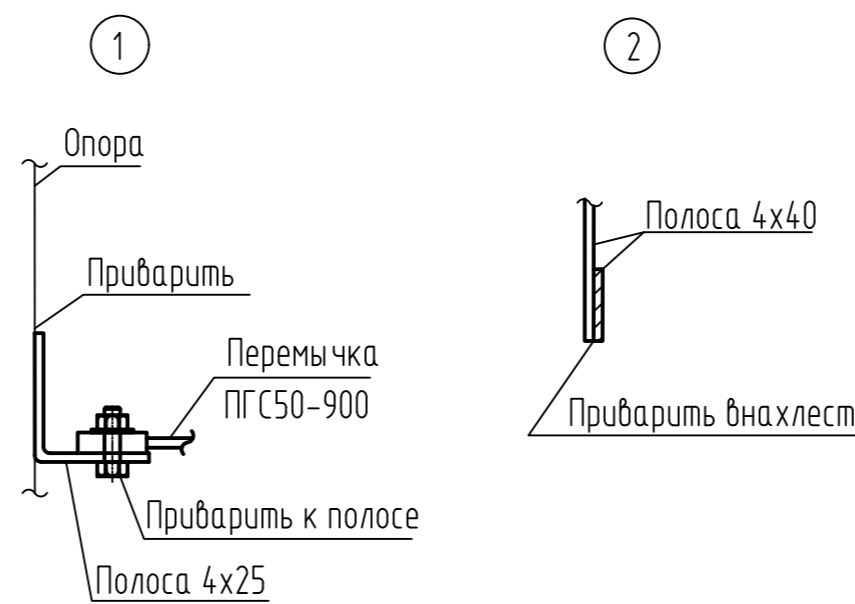
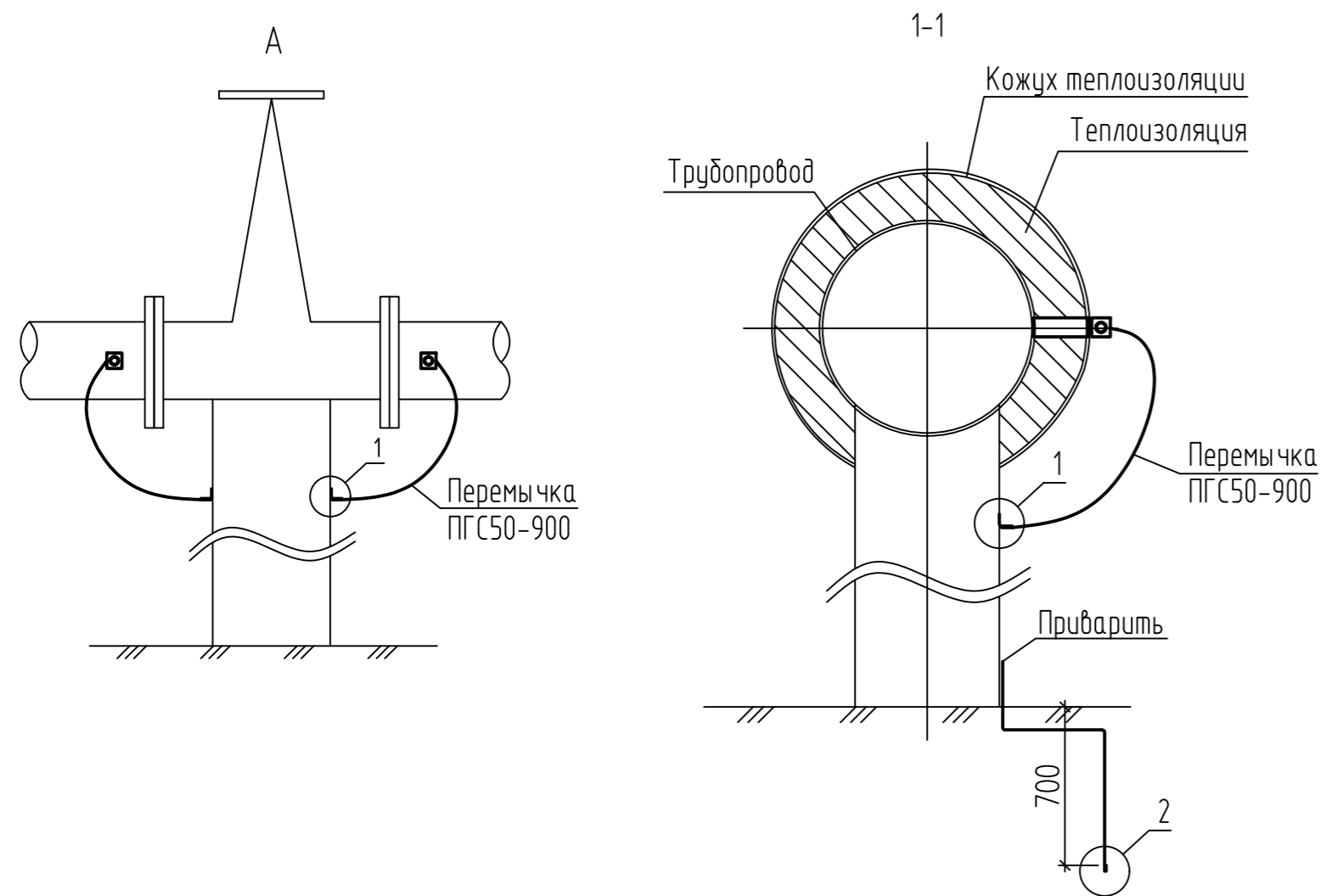
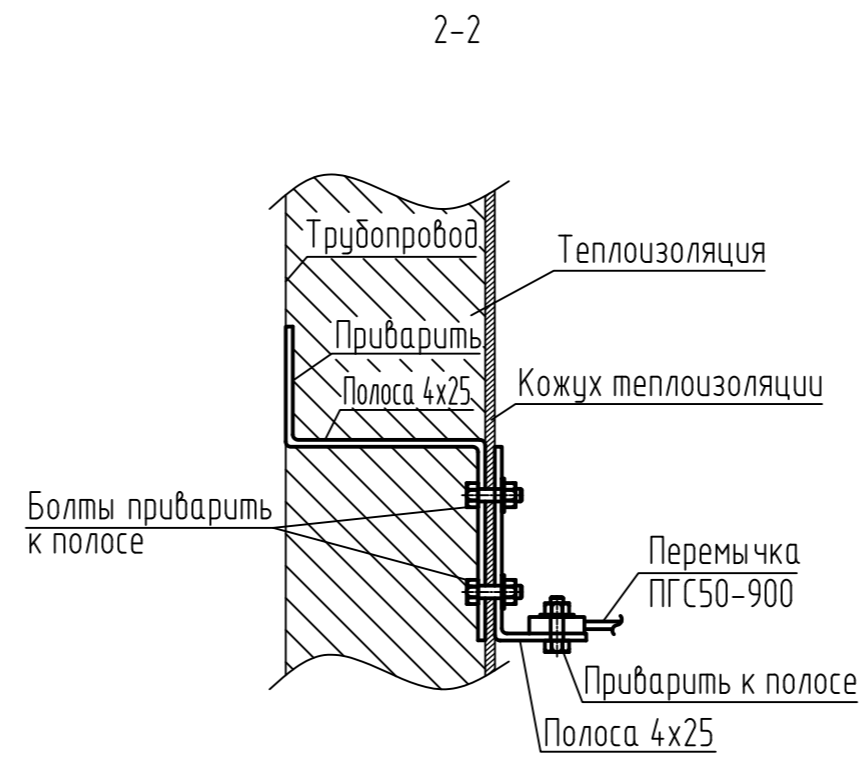
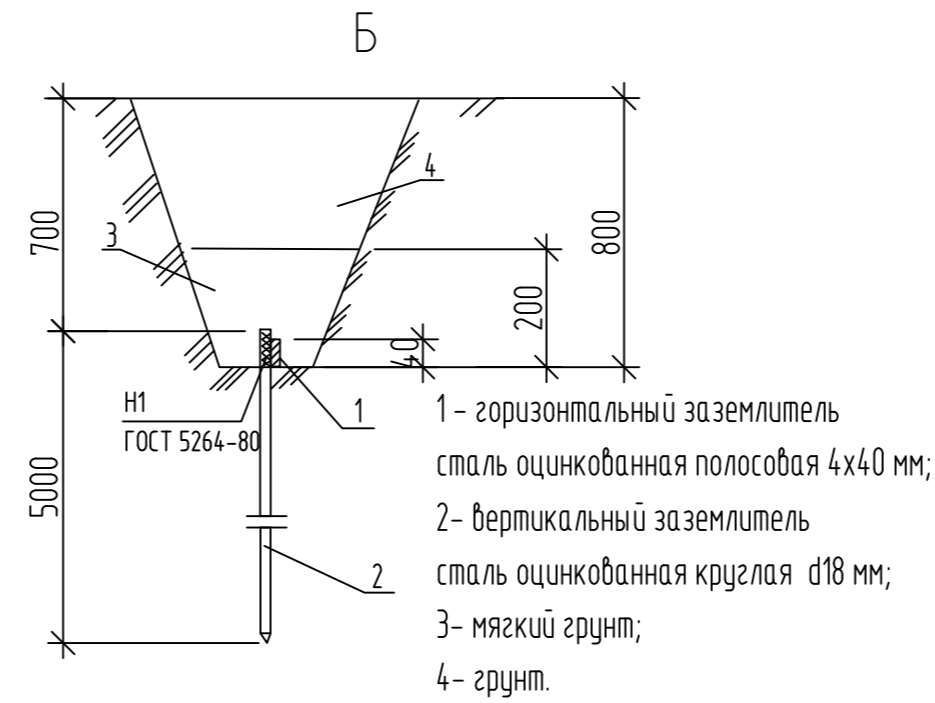
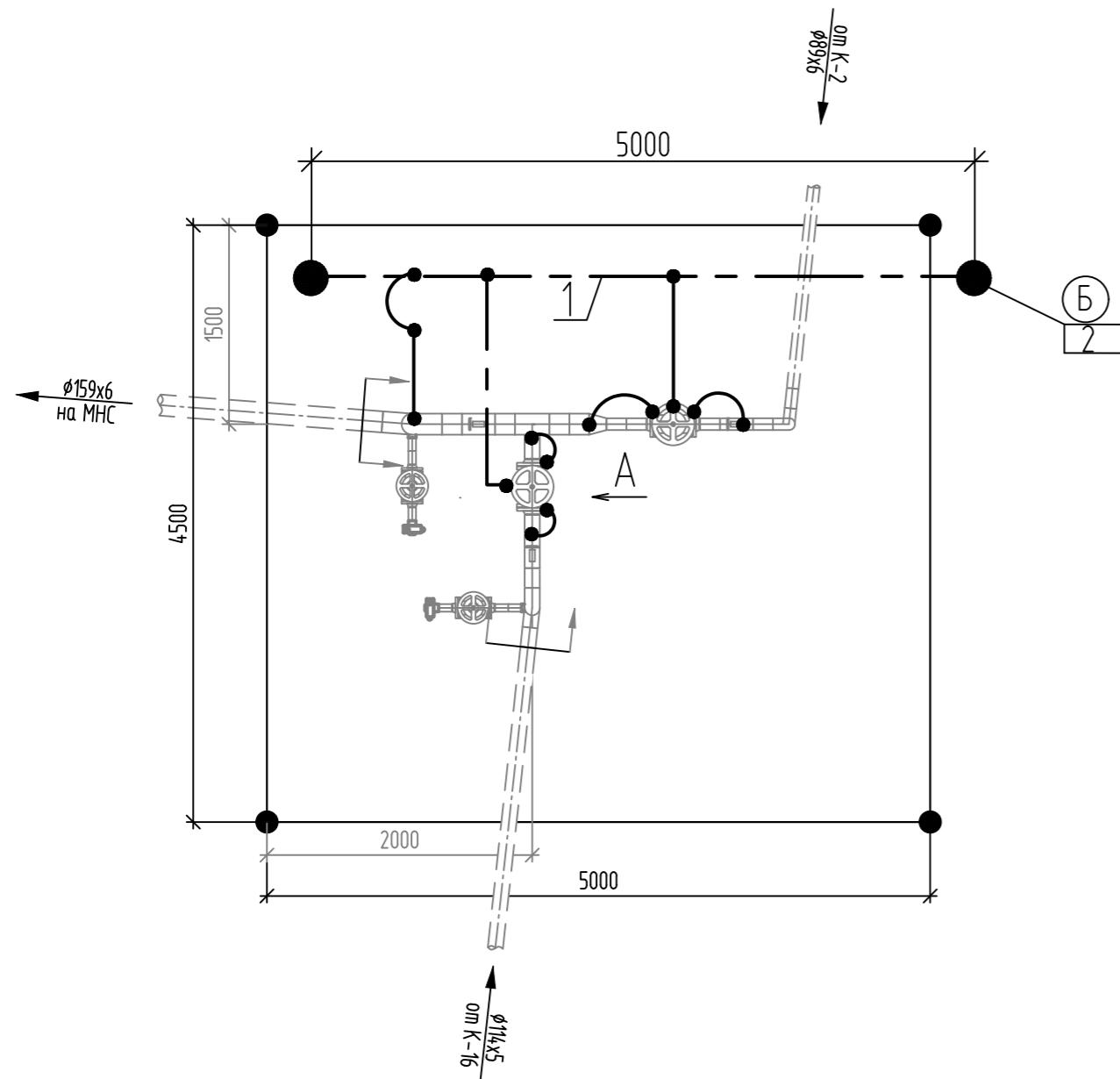
Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
— — —	Стальная полоса
•	Соединение
●	Вертикальный заземлитель

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ11					
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Минаев				22.10.22
Молниезащита и заземление			Стадия	Лист	Листов
			П	2	
Нефтегазопровод от Куста №2 до т.вр. Куста №2 (КЧ16) (Инв. №24072721 Нефтегазорные сети от куста №2 до т.вр). План заземления узла 1 ПК12+86 (1:50)			ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"		
Н. контр.	Курсанова				22.10.22
ГИП	Шквыря				22.10.22

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

Узел 1 ПК40+53 (1:50)



Спецификация

Марка. Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса оцинкованная 4x40 мм	10	1,26	м
	ГОСТ 103-2006	Полоса оцинкованная 4x25 мм	3	1,25	м
	ПГС25-900	Перемычка	5	0,21	шт.
	M8x40-8.8 ГОСТ P ISO 4017-2013	Болт	40	0,02	шт.
	M8-8 ГОСТ P ISO 4032-2014	Гайка	40	0,02	шт.
	ГОСТ 11371-78	Шайба	40	0,02	шт.
	8 3X13 ГОСТ 6402-70	Шайба пружинная	40	0,02	шт.
2	ГОСТ 2590-2006	Круг оцинкованный d18 мм L=5м	10	2	м

1 Прокладку заземлителей параллельно с трубопроводом следует выполнять на расстоянии не менее 0,3 м, а при пересечениях - не менее 0,1 м. Глубина прокладки горизонтальных заземлителей не менее 0,7 м. Меньшая глубина прокладки допускается в местах их присоединений к оборудованию.

2 Горизонтальные заземлители из полосовой стали 4x40 мм следует укладывать на дно траншеи на ребро. Траншеи для горизонтальных заземлителей должны быть заполнены сначала однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора, с утрамбовкой на глубину 200 мм, а затем-местным грунтом.

3 Присоединение стальных защитных проводников к оборудованию выполняют сваркой или долбовым соединением. Соединение стальных проводников при устройстве заземлителей выполняется только сваркой.

4 Сварные соединения должны отвечать требованиям ГОСТ 5264-80 "Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры". Болтовые соединения должны отвечать требованиям ГОСТ 10434-82. "Соединения контактные электрические. При этом должны быть предусмотрены меры против ослабления (установка пружинных шайб, контрагаек и т.п.) и коррозии (покрытие лаком, техническим вазелином и т.п.) контактного соединения. Сварка стальных защитных (заземляющих) проводников выполняется внахлест. Длина нахлестки должна быть равной ширине проводника при прямоугольном сечении и шести диаметрам при круглом. При Т-образном соединении стальных проводников длина нахлестки определяется шириной стальной полосы. Подключаемые стальные защитные (заземляющие) проводники из плоской стали в местах подключения к узлам заземления должны иметь: ширину стальной полосы не менее 2,4 d винта (болта) узла заземления, отверстие под винт (болт) на 1 мм больше диаметра винта (болта) узла заземления, длину участка подключения (контактный участок) не менее 20 мм.

5 Специально проложенные заземляющие защитные проводники должны иметь обозначения, выполненное полосами одинаковой ширины желтого и зеленого цветов шириной 100 мм, прилегающими друг к другу. На перемычках между конструкциями, а также в местах присоединения к ним проводников, должно быть нанесено не менее двух полос желтого цвета по зеленому фону.

6 После монтажа заземляющего устройства выполнить проверку контактной связи заземлителей между собой.

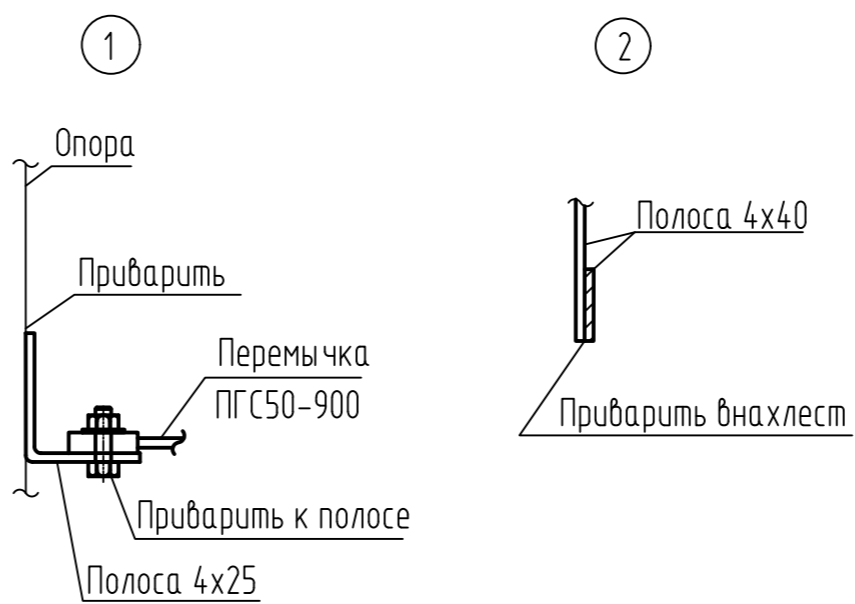
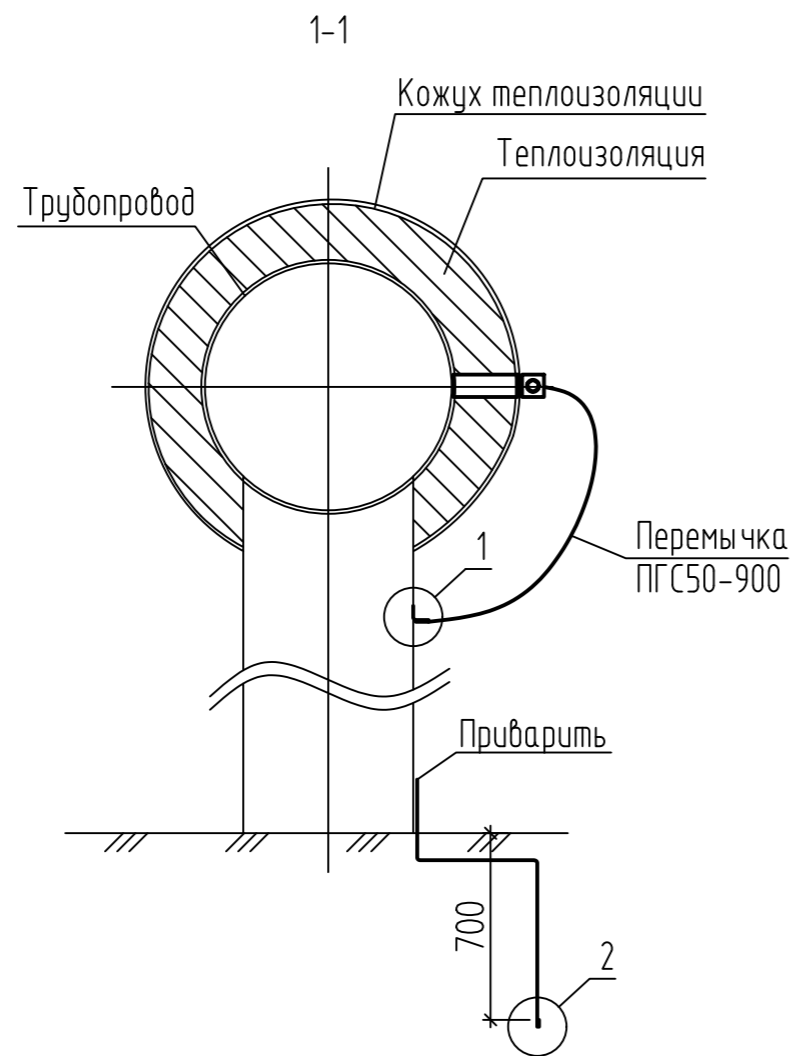
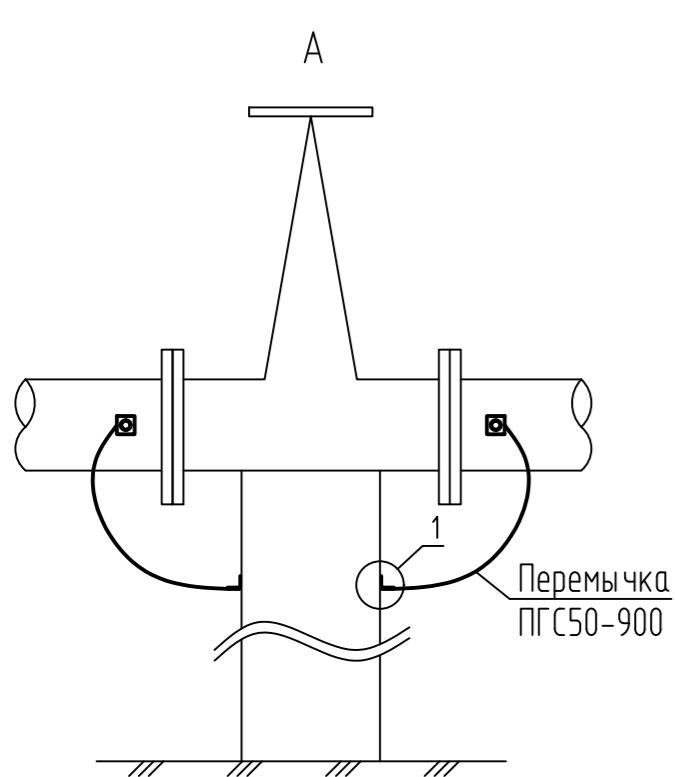
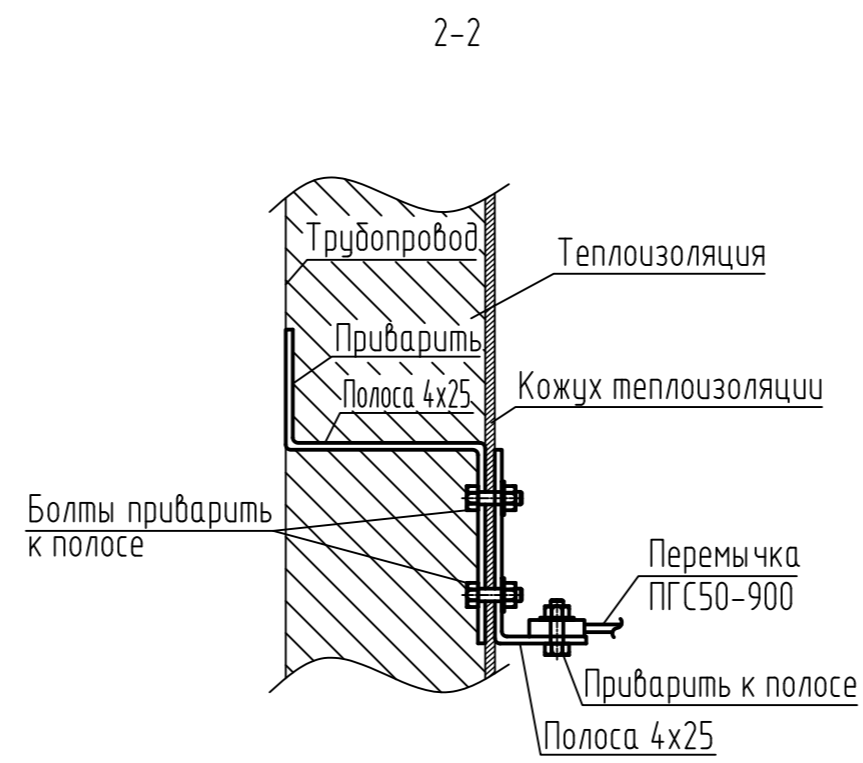
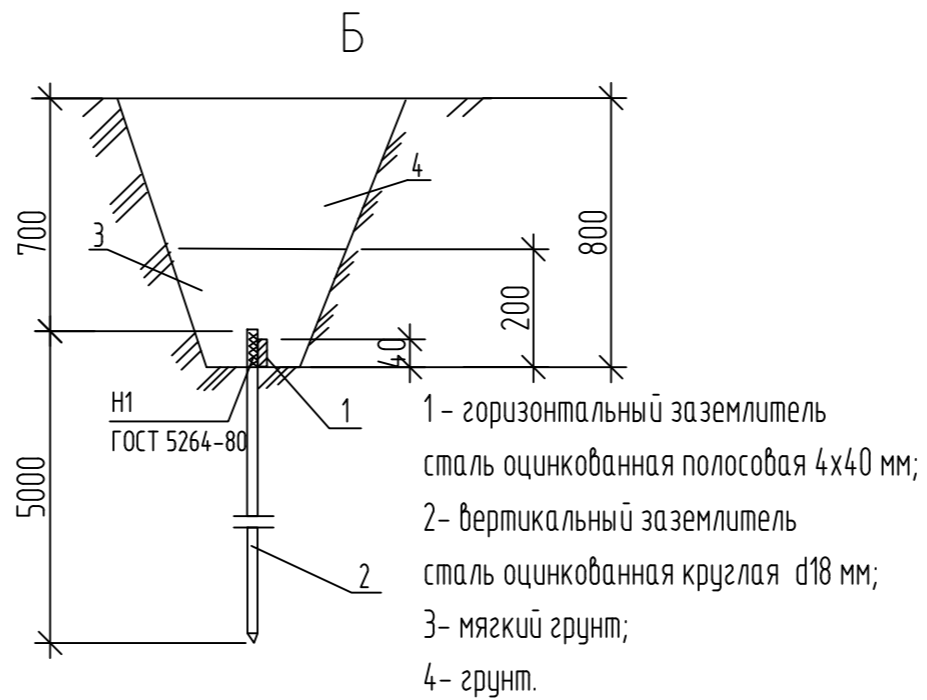
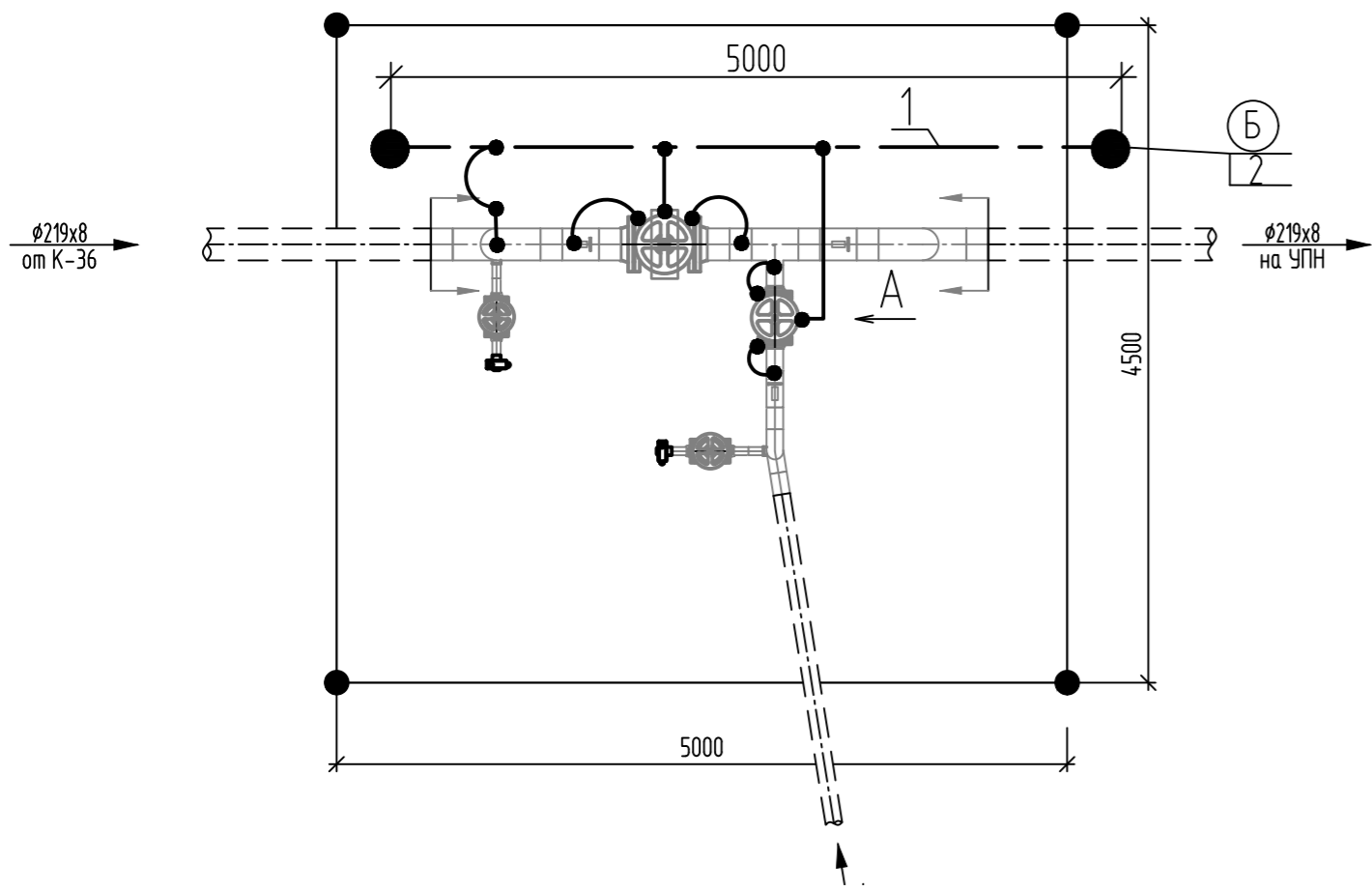
Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
— — —	Стальная полоса
•	Соединение
●	Вертикальный заземлитель

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ11					
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Минаев				22.10.22
Молниезащита и заземление				Стация	Лист
				П	3
				ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	
Н. контр.	Курсанова	22.10.22	Нефтегазопровод от Куста №17 до КУ54 (Инв. №24084085 Нефтегазосборные сети от к.№17 до т.вр.). План заземления узла 1ПК40+53 (1:50)		
ГИП	Шквыря	22.10.22			

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

Узел 1 ПК2+35 (1:50)



Спецификация

Марка. Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
1	ГОСТ 103-2006	Полоса оцинкованная 4x40 мм	10	1,26	м
	ГОСТ 103-2006	Полоса оцинкованная 4x25 мм	3	1,25	м
	ПГС25-900	Перемычка	5	0,21	шт.
	M8x40-8.8 ГОСТ P ISO 4017-2013	Болт	40	0,02	шт.
	M8-8 ГОСТ P ISO 4032-2014	Гайка	40	0,02	шт.
	ГОСТ 11371-78	Шайба	40	0,02	шт.
	8 3X13 ГОСТ 6402-70	Шайба пружинная	40	0,02	шт.
2	ГОСТ 2590-2006	Круг оцинкованный d18 мм L=5м	10	2	м

1 Прокладку заземлителей параллельно с трубопроводом следует выполнять на расстоянии не менее 0,3 м, а при пересечениях – не менее 0,1 м. Глубина прокладки горизонтальных заземлителей не менее 0,7 м. Меньшая глубина прокладки допускается в местах их присоединений к оборудованию.

2 Горизонтальные заземлители из полосовой стали 4x40 мм следует укладывать на дно траншеи на ребро. Траншеи для горизонтальных заземлителей должны быть заполнены сначала однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора, с утрамбовкой на глубину 200 мм, а затем – местным грунтом.

3 Присоединение стальных защитных проводников к оборудованию выполняют сваркой или болтовым соединением. Соединение стальных проводников при устройстве заземлителей выполняется только сваркой.

4 Сварные соединения должны отвечать требованиям ГОСТ 5264-80 "Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры". Болтовые соединения должны отвечать требованиям ГОСТ 10434-82. "Соединения контактные электрические. При этом должны быть предусмотрены меры против ослабления (установка пружинных шайб, контрагаек и т.п.) и коррозии (покрытие лаком, техническим вазелином и т.п.) контактного соединения. Сварка стальных защитных (заземляющих) проводников выполняется внахлест. Длина нахлестки должна быть равной ширине проводника при прямоугольном сечении и шести диаметрам при круглом. При Т-образном соединении стальных проводников длина нахлестки определяется шириной стальной полосы. Подключаемые стальные защитные (заземляющие) проводники из плоской стали в местах подключения к узлам заземления должны иметь: ширину стальной полосы не менее 2,4 d винта (болта) узла заземления, отверстие под винт (болт) на 1 мм больше диаметра винта (болта) узла заземления, длину участка подключения (контактный участок) не менее 20 мм.

5 Специально проложенные заземляющие защитные проводники должны иметь обозначения, выполненное полосами одинаковой ширины желтого и зеленого цветов шириной 100 мм, прилегающими друг к другу. На перемычках между конструкциями, а также в местах присоединения к ним проводников, должно быть нанесено не менее двух полос желтого цвета по зеленому фону.

6 После монтажа заземляющего устройства выполнить проверку контактной связи заземлителей между собой.

Условные обозначения и изображения

Обозначение и изображение	Наименование
— — —	Стальная полоса
•	Соединение
●	Вертикальный заземлитель

10-2946/20С1775-ТКР.ГЧ11					
Трубопроводы месторождения им. В.Н. Виноградова. Реконструкция					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Минаев				22.10.22
Молниезащита и заземление				Стация	Лист
				П	4
Нефтегазопровод от КУ №30 до КУ №32 (Инд. №24072722 Нефтеоборные сети от куста №14 до т.вр.). План заземления узла 1ПК2+35 (1:50)				ООО "НИПИ "Нефтегазпроект"	
Н. контр.	Курсанова				22.10.22
ГИП	Шквыря				22.10.22

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