



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр
“ТРУБОПРОВОДСЕРВИС”

Экз. № _____

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Хантос»

**«Куст скважин №34. Обустройство объектов эксплуатации
Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка
в районе 2ПО»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7. «Технологические решения»

Часть 2. Внеплощадочные сети

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00

Том 5.7.2



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

Экспертно-производственный центр
«ТРУБОПРОВОДСЕРВИС»

Экз. № _____

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Хантос»

**«Кусты скважин №№34. Обустройство объектов
эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-
разгрузочная площадка в районе 2ПО»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений»

Подраздел 7. «Технологические решения»

Часть 1. Внеплощадочные сети

ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00

Том 5.7.2

Генеральный директор
ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис

/М.Х. Хуснияров

Главный инженер проекта

/Р.Л. Даянов/

Уфа, 2022

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

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-С-001	Содержание тома 5.7.2	2
3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Текстовая часть	3-89
	Графическая часть	
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-001	Нефтегазосборные сети К 34 - т.вр.К34. Принципиальная схема	90
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-002	Высоконапорный водовод УЗ№18.1-УЗ№34.1 (конец). Высоконапорный водовод УЗ№34-К34. Нефтегазосборные сети К 34 - т.вр.К34. План трасс М1:2000	91
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-003	Высоконапорные водоводы. Принципиальная схема высоконапорных водоводов	92
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-004	Скважина №1ПО. Схема технологическая принципиальная	93
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-005	Скважина №2ПО. Схема технологическая принципиальная	94
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-006	Скважина №3ПО. Схема технологическая принципиальная	95
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-007	Скважина №8ПО. Схема технологическая принципиальная	96
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-008	Высоконапорный водовод БКНС - УЗ№53.1. Высоконапорный водовод УЗ№53.1 – УЗ№4Л.1 (начало). План трасс М1:2000	97
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-009	Высоконапорный водовод УЗ№53.1 – УЗ№4Л.1 (продолжение). План трасс М1:2000	98
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-010	Высоконапорный водовод УЗ№53.1 – УЗ№4Л.1 (конец). Высоконапорный водовод УЗ№4Л.1 – УЗ№22.1 (начало). План трасс М1:2000	99
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-011	Высоконапорный водовод УЗ№4Л.1 – УЗ№22.1 (продолжение). План трасс М1:2000	100
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-012	Высоконапорный водовод УЗ№4Л.1 – УЗ№22.1 (конец). Высоконапорный водовод УЗ№22.1 – УЗ№16.1 (начало). План трасс М1:2000	101
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-013	Высоконапорный водовод УЗ№22.1 – УЗ№16.1 (конец). Высоконапорный водовод УЗ№16.1 – УЗ№20.1 (начало). План трасс М1:2000	102

Ивл. № подл.	Подп. и дата	Взам. ивл. №	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-С-001						Стадия	Лист	Листов
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата			
			Разраб.		Хаертдинова		04.22	«Кусты скважин №34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО»	П	1	2
			Пров.		Абдуллаева		04.22				
			Нач. отд.		Нугуманов		04.22				
			Н.ко		Беркань		04.22				
			ГИП		Даянов		04.22				
Содержание тома 5.7.2								ООО ЭПЦ «Трубопроводсервис»			

Обозначение	Наименование	Примечание
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-014	Высоконапорный водовод УЗ№16.1 – УЗ№20.1 (конец). Высоконапорный водовод УЗ№20.1 – УЗ№18.1. Высоконапорный водовод УЗ№18.1 – УЗ№34. (начало). План трасс М1:2000	103
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-015	Высоконапорный водовод К17 – скв.2ПО. План трассы М1:1000	104
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-016	Высоконапорный водовод т.вр.скв.3ПО – скв.3ПО. План трассы М1:1000	105
3ЗЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-017	Высоконапорный водовод т.вр.скв.8ПО – скв.8ПО. План трассы М1:1000	106

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 Общие сведения.....	3
2 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка, на котором будет осуществляться строительство линейного объекта	4
3 Особые природно-климатические условия земельного участка	5
4 Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании промышленного трубопровода.....	9
5 Сведения о грунтовых водах	19
6 Категория и класс промышленного трубопровода	21
7 Проектная мощность промышленных трубопроводов	22
7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта.....	22
7.2 Характеристика транспортируемой продукции.....	22
7.3 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта 24	
7.4 Характеристика параметров трубопровода	24
7.5 Обоснование диаметра трубопровода.....	27
7.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	27
7.7 Расчет промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость, выбор типоразмеров и характеристик труб.....	27
7.8 Обоснование мест установки запорной арматуры	29
7.9 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании	32
7.10 Описание проектных решений по прокладке трубопроводов	32
7.10.1 Пересечения через болота	35
7.10.2 Пересечения с подземными коммуникациями и ВЛ	47
7.10.3 Пересечения с автомобильными и железными дорогами.....	48
7.10.4 Оознавательные знаки	49
7.11 Контроль качества сварных соединений трубопровода.....	49
7.12 Очистка полости и испытание трубопровода.....	49
7.13 Описание системы диагностики состояния трубопроводов	52
7.14 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, а также методов управления оборудованием	56
7.15 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы	56
7.16 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов..	57
7.17 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны	60
7.18 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам и физические характеристики стали труб, принятые для расчета	60
8 Перечень мероприятий по энергосбережению.....	61
9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	62

Взам. инв. №							3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001			
	Подп. и дата									
Инв. № подл.	Изм.	Копуч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.		Хаертдинова			04.22		П	1	89
	Пров.		Абдуллаева		<i>AB</i>	04.22				
	Нач.отд		Нугуманов			04.22				
	Н.контр.		Беркань		<i>Беркань</i>	04.22				
	ГИП		Даянов		<i>Даянов</i>	04.22	ООО ЭПЦ Трубопроводсервис			

1 Общие сведения

Раздел технологические решения разработан на основании.

- задания на проектирование объектов обустройства кустовых площадок со всей сопутствующей инфраструктурой «Кусты скважин №№34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО», утвержденного генеральным директором ООО «Газпромнефть-Хантос» С.И. Фёдоровым;
 - отчетов по инженерным изысканиям, выполненным ООО «Росэкспо» в 2021 году;
- протокола заседания Северо-Западной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС от 25.07.2018 №162, утвержденного Председателем ЦКР Роснедр по УВС О.С. Каспаровым от 31.07.2018 г.

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	

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

В административном отношении объект изысканий расположен: Российская Федерация, Тюменская область, ХМАО – Югра, Кондинский район Западно-Зимний участок.

Ближайшим населенным пунктом является с. Болчары, расположенное в 8,5 км по автодороге и 7 км по прямой на север от куста скважин №34. И в юго-западном направлении по автодороге 21,2 км, по прямой - 14,4 км от самого удаленного участка 8ПО

Согласно физико-географическому районированию рассматриваемая территория относится к таежному типу, среднетаежному подтипу местности, класса равнинных ландшафтов.

Согласно ландшафтному районированию ХМАО территория района изысканий относится к Западно-Сибирской равнинной стране Обско-Иртышской Северо- и Среднетаежной области Приобской террасовой провинции.

В геоморфологическом отношении территория изысканий относится к области аккумулятивных равнин и террас, ко второй надпойменной террасе.

Согласно почвенно-географическому районированию ХМАО исследуемая территория относится к Приобскому округу аллювиальных дерново-глеевых (луговых) и иловато-торфяно-глеевых почв с участием аллювиальных оподзоленных почв слоистых песчано-глинистых на аллювиальных отложениях, Нижнеиртышской провинции глееземов, светлоземов, подзолов, подзолистых и торфяных болотных почв, Западно-Сибирской таёжно-лесной почвенно-биоклиматической области равнинной территории Бореального географического пояса, располагается в подзоне светлоземов, подзолистых почв и подзолов, в зоне средней тайги.

Согласно классификации климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2018 «Строительная климатология») рассматриваемая территория относится к I климатическому району, подрайон IV.

В гидрографическом отношении площадки изысканий находятся в одном гидрологическом районе II. Район работ расположен в бассейне реки Конда.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001		Лист
												4

3 Особые природно-климатические условия земельного участка

Географическое положение территории определяет ее климатические особенности. Наиболее важными факторами формирования климата является перенос воздушных масс с запада и влияние континента. Взаимодействие двух противоположных факторов придает циркуляции атмосферы над рассматриваемой территорией быструю смену циклонов и антициклонов, способствует частым изменениям погоды и сильным ветрам. Кроме того, на формирование климата существенное влияние оказывает огражденность с запада Уральскими горами, незащищенность территории с севера и юга. Над территорией осуществляется меридиональная циркуляция, вследствие которой периодически происходит смена холодных и теплых масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду.

Климат данного района континентальный. Зима суровая, холодная, продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Поздние весенние и ранние осенние заморозки. Безморозный период очень короткий. Резкие колебания температуры в течение года и даже суток. Осадков выпадает много, особенно в теплый период.

Согласно классификации климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2012) изыскиваемая территория относится к I климатическому району (подрайон IV). Климатическая характеристика района изысканий принята согласно СП 131.13330.2012 по ближайшей метеостанции Тюменской области – Демьянское.

Среднегодовая температура воздуха минус 0,2°C, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 18,9°C, а самого жаркого июля +18,0°C. Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь, январь, февраль минус 51°C, абсолютный максимум – на июль +37°C. Продолжительность безморозного периода 120 дней, устойчивых морозов 141 день. Дата первого заморозка осенью 20 сентября, последнего весной 22 мая.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 396 мм, в холодное время с ноября по март – 145 мм. Годовая сумма осадков 541 мм. Средняя месячная относительная влажность воздуха меняется от 72% до 81%.

Максимальная высота снежного покрова достигает 98 см. Снежный покров образуется 27 октября, дата схода 3 мая. Сохраняется снежный покров 185 дней. В течение года преобладают ветры южного направления. В декабре-феврале – южного, а в июне-августе – северного направления. Средняя годовая скорость ветра 3,7 м/с, максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь – 2,8 м/с и минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль – 3,1 м/с.

Наибольшая скорость ветра 5% обеспеченности 28 м/с.

Температура наиболее холодных суток обеспеченностью 0,92 – (минус 44°C), обеспеченностью 0,98 – (минус 46°C). Температура наиболее холодной пятидневки

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Лист
									5

обеспеченностью 0,92 – (минус 40°С), обеспеченностью 0,98 – (минус 43°С). С октября по май наблюдаются гололедно-изморозевые явления. Повторяемость их колеблется в больших пределах. В среднем за год наблюдается 3 дня с гололедом и 34 дня с изморозью. Среднее число дней в году с грозой – 26.

Основные климатические характеристики даны в таблице 3.1 – 3.5.

Таблица 3.1 – Характеристика температурного режима воздуха, станция Демьянское

t °С воздуха	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Ср.мес.	-18,9	-16,7	-7,4	0,7	8,3	15,3	18,0	14,3	8,4	0,6	-9,4	-15,9	-0,2
Абс. минимум	-51	-51	-41	-32	-13	-2	3	-2	-7	-29	-43	-51	-51
Абс. максимум	4	6	14	26	33	35	34	31	30	22	9	4	35

Таблица 3.2 – Климатические параметры района изысканий по метеостанции Демьянское

Наименование		Значение	
1. Климатические параметры холодного периода года			
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С,	обеспеченностью 0,98	-46	
	обеспеченностью 0,92	-44	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,98	-43	
	обеспеченностью 0,92	-40	
Температура воздуха, °С,	обеспеченностью 0,94	-26	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-51	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		9,1	
Продолжительность, сут, и средняя температура воздуха, °С, периода со средней суточной температурой воздуха	≤ 0 °С	продолжительность	180
		средняя температура	-12,1
	≤ 8 °С	продолжительность	241
		средняя температура	-8,0
≤ 10 °С	продолжительность	259	
	средняя температура	-6,8	
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		79	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15ч. наиболее холодного месяца, %		78	
Количество осадков за ноябрь – март, мм		145	
Преобладающее направление ветра за декабрь – февраль		Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		2,8	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха, 8°С		2,5	
2. Климатические параметры теплого периода года			
Барометрическое давление, гПа		1008,7	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95		22	
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98		26	
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С,		23,8	
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С,		37	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, °С		10,8	
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %		73	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %		58	

Изм. №подкл. Подп. и дата Взам. Инв. №

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

6

Изм. Колуч. Лист №док Подп. Дата

Наименование	Значение
Количество осадков за апрель – октябрь, мм	396
Суточный максимум осадков, мм	141
Преобладающее направление ветра за июнь – август	С
Минимальная из средних скоростей ветра по румбам за июль, м/с	3,1

Таблица 3.3 – Число дней с осадками различной величины, станция Демьянское

Месяц	Осадки мм						
	>0.1	>0.5	>1.0	>5.0	>10.0	>20.0	>30.0
I	15,9	9,3	5,7	0,2	0,02	0,0	0,0
II	12,8	7,3	4,5	0,2	0,1	0,0	0,0
III	12,1	7,2	4,9	0,4	0,03	0,0	0,0
IV	10,4	7,1	5,4	1,2	0,3	0,05	0,0
V	13,8	11,0	9,2	2,9	0,8	0,1	0,0
VI	13,7	11,2	9,4	3,6	1,4	0,3	0,1
VII	14,1	11,3	9,9	4,4	2,1	0,6	0,2
VIII	15,8	12,4	10,9	4,6	2,0	0,6	0,2
IX	16,4	12,2	9,8	3,5	1,2	0,2	0,1
X	18,1	12,7	9,6	2,0	0,4	0,0	0,0
XI	17,0	11,0	7,6	0,8	0,1	0,0	0,0
XII	17,2	10,7	6,8	0,4	0,05	0,0	0,0
Год	177	123	94	24	8	2	0,6

Таблица 3.4 – Характеристика температурного режима поверхности почвы

t почвы °С	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Средняя	-21	-20	-11	-1	9	17	21	16	9	-1	-11	-17	-1
Абс. min	-53	-54	-46	-36	-20	-4	2	-2	-7	-34	-48	-49	-54
Абс. max	1	2	11	33	44	54	52	50	38	22	10	2	54

Таблица 3.9 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с, станция Демьянское

Высота флюгера	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
12	3,6	3,6	3,9	3,9	4,1	3,8	3,1	3,1	3,6	4,1	3,9	3,6	3,7

Таблица 3.5 – Снежный покров по многолетним наблюдениям (даты), станция Демьянское

Число дней со снежным покровом	Снежный покров											
	появление (дата)			образование			разрушение			сход (дата)		
	сред-няя	ран-няя	позд-няя	сред-няя	ран-няя	позд-няя	сред-няя	ран-няя	позд-няя	сред-няя	ран-няя	позд-няя
185	10.X	19.IX	1.XI	27.X	6.X	19.XI	20.IV	29.III	19.Y	3.V	5.IV	3.VI

Согласно СП 131.13330.2012 «Строительная климатология», рисунок 1, таблица А.1 климатический подрайон строительства для района изысканий – I В.

Согласно СП 50.13330.2012, Приложение В, район изысканий относится к нормальной зоне влажности – 2.

Согласно СП 20.13330.2016 – район по весу снежного покрова – IV.

Согласно СП 20.13330.2016 – район по давлению ветра – II.

Согласно СП 20.13330.2016 – район строительства по толщине стенок гололеда – II.

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

7

Изм. Копуч. Лист №док Подп. Дата

Согласно ПУЭ:

- ветровая нагрузка – (II район) = 500 Па;
- гололедные нагрузки – (II район) толщина стенки гололеда составляет 15 мм;
- грозовая нагрузка – 40 – 60 часов с грозой.

К опасным гидрометеорологическим процессам (приложение Б, В СП 11-103-97) в районе изысканий относится: сильный ветер, сильный дождь.

Опасные гидрометеорологические процессы на территории строительства представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Опасные гидрометеорологические явления на участке работ

Процессы, явления	Количественные показатели проявления процессов и явлений
Сильный ветер	21 м/с, с порывами до 40 м/с
Дождь, более 50 мм за 12 часов и менее	141 мм

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
			3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата				

4 Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании промышленного трубопровода

Высоконапорный водовод БКНС – УЗ№53.1

Геологический разрез изучен до глубины 5,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 1,4 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 - 0,10$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 1,2 м.

ИГЭ-18бб – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения залегает с поверхности до глубины 0,2 – 1,3, так же в интервале глубин 1,4 – 4,4м, мощностью 3,0 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает в интервале 0,2 – 12,7 м, мощностью 3,7 - 8,1 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный залегает на глубине 12,5 – 12,7 м до разведанной глубины 20,0 м. Вскрытая мощность слоя составляет 7,3 – 7,5 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,1 – 4,4 м.

Высоконапорный водовод - УЗ№53.1 – УЗ№4Л.1

Геологический разрез изучен до глубины 5,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 0,3 – 0,9 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 - 0,10$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,5 – 2,5 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный залегает на глубине 12,7 м до разведанной глубины 20,0 м. Вскрытая мощность слоя составляет 7,3 м.

ИГЭ-7 – Суглинок текучепластичный залегает на глубине 1,6 – 4,3 м до разведанной глубины 5,0 м. Вскрытая мощность слоя составляет 0,7 – 3,4 м.

ИГЭ-18бб – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения залегает с поверхности до глубины 0,3 – 4,1 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 0,3 – 3,3 м до разведанной глубины 5,0 – 2,0 м. Вскрытая мощность слоя составляет 0,9 – 17,7 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,0 – 4,1 м.

Высоконапорный водовод УЗ№4Л.1 – УЗ№22.1

Геологический разрез изучен до глубины 5,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. №подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										9						

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 0,4 – 0,6 м.

ИГЭ-2г – Торф слаборазложившийся с $T < 0,05$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,6 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 – 0,10$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,5 – 1,1 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 0,0 – 12,8 м, мощностью 0,5 – 3,3 м.

ИГЭ-186б – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения встречен на глубине 0,0 – 5,0 м, мощностью 1,1 – 5,0 м.

ИГЭ-186в – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 0,3 – 20,0 м, мощностью 1,3 – 18,9 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,0 – 3,3 м.

Высоконапорный водовод УЗ№22.1 – УЗ№16.1

Геологический разрез изучен до глубины 5,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 0,5 – 0,7 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 – 0,10$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,7 – 0,8 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 0,0 – 9,7 м, мощностью 0,4 – 5,3 м.

ИГЭ-186б – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения встречен на глубине 2,1 – 3,4 м, мощностью 2,1 – 3,4 м.

ИГЭ-186в – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 1,1 – 20,0 м, мощностью 1,6 – 17,5 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,1 – 3,3 м.

Высоконапорный водовод УЗ№16.1 – УЗ№20.1

Геологический разрез изучен до глубины 5,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-2г – Торф слаборазложившийся с $T < 0,05$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 1,6 – 1,7 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 – 0,10$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,4 – 1,8 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 0,8 – 5,0 м, мощностью 1,7 – 3,2 м.

Ив. №подл.	Подп. и дата	Взам. Ив. №							Лист	
			33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001							10
			Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

ИГЭ-7 – Суглинок текучепластичный залегает на глубине 1,6 – 7,5 м, мощностью 2,8 – 3,3 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 0,6 – 20,0 м, мощностью 4,0 – 17,5 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,1 – 3,3 м.

Высоконапорный водовод УЗ№20.1 – УЗ№18.1

Геологический разрез изучен до глубины 5,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 0,5 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 - 0,10$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,5 – 1,6 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 0,0 – 5,0 м, мощностью 1,1 – 5,0 м.

ИГЭ-7 – Суглинок текучепластичный залегает на глубине 0,9 – 7,5 м, мощностью 2,0 – 2,8 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 0,5 – 20,0 м, мощностью 4,0 – 18,3 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,1 – 0,4 м.

Высоконапорный водовод УЗ№18.1 – УЗ№34.1

Геологический разрез изучен до глубины 5,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-2г – Торф слаборазложившийся с $T < 0,05$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,5 – 0,7 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 - 0,10$ кгс/см² залегает на глубине 0,5 – 2,2 м, мощностью 0,7 – 1,5 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 0,7 – 5,3 м, мощностью 2,0 – 3,5 м.

ИГЭ-7 – Суглинок текучепластичный залегает на глубине 1,8 – 3,5 м, мощностью 1,4 – 2,7 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 1,7 – 20,0 м, мощностью 0,3 – 18,3 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,1 – 0,3 м.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
										11

Нефтегазосборные сети К 34 – т. вр. К34

Геологический разрез изучен до глубины 15,0 – 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 1,7 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 - 0,10$ кгс/см² залегает на глубине 1,8 – 2,9 м, мощностью 0,7 – 1,5 м.

ИГЭ-2 – Торф погребенный сильноразложившийся залегает на глубине 1,7 – 3,5 м, мощностью 1,8 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 1,8 – 5,4 м, мощностью 1,9 – 3,5 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 5,3 – 20,0 м, мощностью 9,6 – 14,7 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,2 – 1,5 м.

Высоконапорный водовод УЗ№ 34.1 – УЗ№К.34

Геологический разрез изучен до глубины 15,0 - 20,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 1,6 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 - 0,10$ кгс/см² залегает на глубине 1,8 – 2,9 м, мощностью 1,8 – 2,9 м.

ИГЭ-2 - Торф погребенный сильноразложившийся залегает на глубине 1,6 – 2,4 м, мощностью 1,8 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 1,8 – 5,7 м, мощностью 2,3 – 3,5 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 5,3 – 20,0 м, мощностью 9,3 – 14,7 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,2 – 1,3 м.

Высоконапорный водовод т. вр. скв.2 ПО – скв. 2 ПО

Проектируемая трасса проходит по суходолу.

Геологический разрез изучен до глубины 15,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 4,3 – 5,3м.

ИГЭ-2 – Торф погребенный сильноразложившийся залегает на глубине 4,3 – 5,1 м, мощностью 0,8 м.

ИГЭ-6 – Суглинок мягкопластичный встречен на глубине 5,3 – 6,1 м, мощностью 0,8 м.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											12

ИГЭ-7 – Суглинок текучепластинный встречен на глубине 5,1 – 6,3 м, мощностью 1,2 м.

ИГЭ-186в – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 6,1 – 15,0 м, мощностью 8,9 – 8,7 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 4,3 – 4,5 м.

Погрузочно – разгрузочная площадка в районе скважины 2ПО

Проектируемая трасса проходит по суходолу.

Геологический разрез изучен до глубины 15,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 5,1 м.

ИГЭ-2 – Торф погребенный сильноразложившийся залегает на глубине 5,1 – 5,9 м, мощностью 0,8 м.

ИГЭ-7 – Суглинок текучепластинный встречен на глубине 5,9 – 7,3 м, мощностью 1,4 м.

ИГЭ-186в – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 7,3 – 15,0 м, мощностью 7,7 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 4,6 м.

Высоконапорный водовод т. вр. скв.3 ПО – скв. 3 ПО

Проектируемая трасса проходит по болоту и суходолу.

Геологический разрез изучен до глубины 15,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 1,7 – 3,3 м

ИГЭ-2г – Торф слаборазложившийся с $T < 0,05$ кгс/см² залегает с поверхности до глубины 0,9 – 1,2 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T = 0,05 - 0,10$ кгс/см² на глубине 0,9 – 3,5 м, мощностью 0,8 м.

ИГЭ-2а – Торф сильноразложившийся с $T > 0,15$ кгс/см² на глубине 2,9 – 6,3 м, мощностью 2,5 – 3,4 м.

ИГЭ-11 – Супесь текучая встречен на глубине 8,8 – 10,2 м, мощностью 1,4 м.

ИГЭ-186б – Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения встречен на глубине 1,3 – 2,2 м, мощностью 0,8 – 1,3 м.

ИГЭ-186в – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 1,3 – 16,0 м, мощностью 3,7 – 8,9 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 4,3 – 4,5 м.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
										13

Высоконапорный водовод т.вр. скв.8 ПО – скв. 8 ПО

Проектируемая трасса проходит по болоту и суходолу.

Геологический разрез изучен до глубины 15,0 м и сложен следующими разновидностями грунтов, выделенными в инженерно-геологические элементы:

ИГЭ-1 – Насыпной (песок) грунт с поверхности до глубины 1,1 – 5,1 м.

ИГЭ-2в – Торф среднеразложившийся с $T=0,05 - 0,10$ кгс/см² на глубине 3,3 – 5,2 м, мощностью 3,3 – 5,2 м.

ИГЭ-2 – Торф погребенный сильноразложившийся залегает на глубине 5,1 – 6,0 м, мощностью 0,9 м.

ИГЭ-18бв – Песок мелкий средней плотности водонасыщенный залегает на глубине 1,1 – 15,0 м, мощностью 3,0 – 13,9 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 0,1 – 4,5 м.

По гидрогеологическому районированию изысканная территория относится к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну, сложенному мощной толщей мезокайнозойских отложений, в вертикальном разрезе которого выделяются два гидрогеологических этажа.

Гидрогеологические условия исследуемой территории на период изысканий (август-сентябрь 2021 года, март 2022 года) характеризуются наличием болотных и грунтовых вод.

Болотные воды приурочены к торфам, вскрыты на глубине 0,0 – 0,1 м. Болотные воды являются безнапорными. Характерным для болотных вод является слабая циркуляция как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении ввиду слабой водопроницаемости торфов. Разгрузка вод болотных отложений происходит в поверхностные водотоки.

Грунтовые воды приурочены к водонасыщенным пескам и суглинкам и вскрыты на суходольных участках на глубине 0,5 – 4,5 м. Разгрузка грунтовых вод происходит в ближайшие водотоки и болота. Воды безнапорные.

На заболоченных участках грунтовые и болотные воды имеют гидравлическую связь и на период изысканий составляют единый водоносный горизонт.

Режим подземных вод может меняться в зависимости от времени года и количества выпавших атмосферных осадков. Тип режима подземных вод – междуречный.

Из современных физико-геологических процессов на территории района изысканий, характеризующегося избыточным увлажнением и слабым испарением, свойственно развитие процессов заболачивания, подтопления, а также отмечаются сезонное промерзание и связанные с ним процессы морозного пучения грунтов.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта определена по данным метеостанции Демьянское согласно п. 5.5.3 СП 22.13330.2016: для песков средней крупности – 2,55 м, для

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										14						

супеси, песков мелких и пылеватых – 2,38 м, для суглинков и глин – 1,96 м. Глубина промерзания болот в районе составляет до 70 см на повышениях и до 60 см в понижениях.

По степени морозной пучинистости, согласно лабораторным определениям, грунты, попадающие в зону сезонного промерзания и оттаивания:

песок – $\varepsilon_{fh} = 1,36 - 1,84$ % - слабопучинистый;

суглинок мягкопластичный – $\varepsilon_{fh} = 8,34 - 9,36$ % - сильнопучинистый;

суглинок текучепластичный – $\varepsilon_{fh} = 10,86 - 10,94$ % - чрезмернопучинистый;

супесь текучая – $\varepsilon_{fh} = 10,38$ % - чрезмернопучинистый;

торф – $\varepsilon_{fh} = 1,98 - 2,53$ % - слабопучинистый.

Согласно СП 14.13330.2018 по картам общего сейсмического районирования территории РФ ОСР-2016-А, ОСР-2016-В, ОСР-2016-С сейсмическая активность района работ составляет 5 баллов. В соответствии с п. 6.12.1 СП 22.13330.2016 в районах с сейсмичностью менее 7 баллов основания следует проектировать без учета сейсмических воздействий.

Категория опасности процессов по землетрясениям в соответствии с таблицей 5.1 СП 115.13330.2016 умеренно опасная.

Строительство и эксплуатация объектов не будут оказывать отрицательного воздействия на природную среду при соблюдении необходимых технологических норм и требований согласно СП 36.13330.2012 и СП 284.1325800.2016.

В процессе работ для исключения нарушения природных геолого-литологических, гидрогеологических условий, в целях экологической безопасности необходимо выполнить:

- предусмотреть антикоррозионные мероприятия в соответствии с требованиями СП 28.13330.2017 и СП 284.1325800.2016;

- предусмотреть мероприятия, направленные на снижение сил морозного пучения и деформации конструктивных элементов строящихся объектов;

- по окончании строительства провести рекультивацию почвы для исключения загрязнения почв, грунтов, поверхностных и подземных вод, нарушения гидрогеологических условий;

- предусмотреть утилизацию строительного мусора в специально отведенные места;

- при реконструкции избегать разлива бензина и нефтепродуктов в почву, грунты, поверхностные и подземные воды.

Физико-механические свойства грунтов приведены в таблице 4.2.

Изм.	Колуч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Изм. №подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											15

Таблица 4.2 – Физико-механические свойства грунтов

Показатель	ИГЭ-1	ИГЭ-2г	ИГЭ-2в	ИГЭ-2а	ИГЭ-2
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,66	1,50	1,53	1,60	1,81
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,84	1,03	1,04	1,08	1,21
Коэффициент пористости, e , д.ед.	0,620	10,446	5,126	2,451	2,020
Коэффициент водонасыщения, д.ед.	0,51	0,99	0,94	0,86	0,85
Коэффициент фильтрации, м/сут.	2,80	-	-	-	-
Влажность природная, W , %	11,95	85,94	74,58	56,83	50,86
Влажность на границе текучести, W_l , %	-	-	-	-	-
Влажность на гран. пластичн., W_p , %	-	-	-	-	-
Число пластичности, I_p , %	-	-	-	-	-
Показатель текучести, Il , д.ед.	-	-	-	-	-
Степень разложения, %	-	15,72	30,33	55,5	58,35
Содержание органич. веществ, %	-	88,86	79,81	59,76	61,58
Удельное сцепление, C_n , кПа (лаб/стат.зонд)	-	-	-	-	-
Угол внутреннего трения, φ_n , град.(лаб/стат.зонд)	-	-	-	-	-
Модуль деформации, E , Мпа (лаб/стат.зонд)	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 4.2

Показатель	ИГЭ-6	ИГЭ-7	ИГЭ-11	ИГЭ-186б	ИГЭ-186в
Плотность частиц грунта, ρ_s , г/см ³	2,70	2,70	2,68	2,66	2,66
Плотность грунта, ρ , г/см ³	1,91	1,86	1,90	1,93	1,96
Коэффициент пористости, e , д.ед.	0,845	0,934	0,717	0,609	0,637
Коэффициент водонасыщения, д.ед.	0,97	0,87	0,82	0,72	0,86
Коэффициент фильтрации, м/сут.	-	-	-	2,84	2,81
Влажность природная, W , %	30,69	32,98	21,98	12,81	20,61
Влажность на границе текучести, W_l , %	35,02	34,52	20,63	-	-
Влажность на гран.пластичн., W_p , %	22,74	22,38	17,03	-	-
Число пластичности, I_p , %	12,3	12,1	3,6	-	-
Показатель текучести, Il , д.ед.	0,64	0,87	1,42	-	-

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

16

Изм. Колуч. Лист Недок Подп. Дата

Степень разложения, %	-	-	-	-	-
Содержание органич. веществ, %	-	-	-	-	-
Удельное сцепление, Сн, кПа (лаб/стат.зонд)	18,0	17,4	11,2	-	-
Угол внутреннего трения, φн, град.(лаб/стат.зонд)	18	17	22	-	-
Модуль деформации, Е, МПа (лаб/стат.зонд)	4,37 ($m_{oed}=1,8$) 7,9	3,1 ($m_{oed}=1,7$) 5,3	3,62	-	-

Таблица 4.3 Нормативные и расчетные значения физико-механических характеристик

Номер ИГЭ	Номенклатура грунта	Рекомендуемые нормативные и расчетные характеристики											
		W %	e д.ед.	Е МПа	ρ /см ³	Сн кПа	φн град	α = 0,95			α = 0,85		
								ρ _I /см ³	С _I кПа	φ _I град	ρ _{II} /см ³	С _{II} кПа	φ _{II} град
1	Насыпной грунт (песок)	11,95	0,620	21,0	1,84	4,0	31	1,83	2,7	28	1,84	4,0	31
2г	Торф слаборазложившийся	85,94	10,449	0,11	1,03	3,0	0	1,02	3,0	0	1,03	3,0	0
2в	Торф среднеразложившийся	74,58	5,126	0,15	1,04	7,0	0	1,03	7,0	0	1,04	7,0	0
2а	Торф сильноразложившийся	56,83	2,451	0,25	1,08	20,0	0	1,08	20,0	0	1,08	20,0	0
2	Торф погребенный сильноразложившийся	56,58	2,020	3,00	1,21	30,0	10	1,20	30,0	10	1,21	30,0	10
6	Суглинок мягкопластичный	30,69	0,845	4,37	1,91	18,0	18	1,90	17,2	17	1,90	17,5	17
7	Суглинок текучепластичный	32,98	0,934	3,10	1,86	17,4	17	1,85	16,6	16	1,85	16,9	17
11	Супесь текучая	21,98	0,717	3,62	1,90	11,2	22	1,89	10,4	21	1,90	10,7	21
8бб	Песок мелкий средней плотности средней степени водонасыщения	12,81	0,609	32,0	1,93	3,0	34	1,92	2,0	31	1,93	3,0	34
8бв	Песок мелкий средней плотности водонасыщенный	20,61	0,637	26,3	1,96	2,0	33	1,95	1,3	32	1,96	2,0	32

Коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали:

- у песков – низкая;
- у суглинков – высокая;

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

17

Изм. Копуч. Лист №док Подп. Дата

5 Сведения о грунтовых водах

По гидрогеологическому районированию изысканная территория относится к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну, сложенному мощной толщей мезокайнозойских отложений, в вертикальном разрезе которого выделяются два гидрогеологических этажа.

Нижний этаж охватывает водоносные горизонты и комплексы апт-альб-сеноманского и неокомюрского возраста. Подземные воды характеризуются высокой минерализацией, значительными концентрациями микрокомпонентов, повышенными температурами и газонасыщенностью.

Верхний этаж включает водоносные горизонты и комплексы, приуроченные к отложениям палеоген-четвертичного возраста. Мощность этажа до 300 м. В гидродинамическом отношении он представляет собой единую водонасыщенную толщу, грунтовые и межпластовые воды которой гидравлически связаны между собой.

Гидрогеологические условия исследуемой территории на период изысканий (август-сентябрь 2021 года, март 2022 года) характеризуются наличием болотных и грунтовых вод.

Болотные воды приурочены к торфам, вскрыты на глубине 0,0 – 0,1 м. Болотные воды являются безнапорными. Характерным для болотных вод является слабая циркуляция как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении ввиду слабой водопроницаемости торфов. Разгрузка вод болотных отложений происходит в поверхностные водотоки.

Грунтовые воды приурочены к водонасыщенным пескам и суглинкам и вскрыты на суходольных участках на глубине 0,5 – 4,5 м. Разгрузка грунтовых вод происходит в ближайшие водотоки и болота. Воды безнапорные.

На заболоченных участках грунтовые и болотные воды имеют гидравлическую связь и на период изысканий составляют единый водоносный горизонт.

Режим подземных вод может меняться в зависимости от времени года и количества выпавших атмосферных осадков. Тип режима подземных вод – междуречный.

Уровень водоносного горизонта непостоянный, подвержен сезонным колебаниям. Периодами низшего стояния подземных вод в течение года в районе являются месяцы март – апрель, периодами высшего стояния – июнь, июль месяцы. Питание подземных вод происходит за счет паводковой воды и инфильтрации атмосферных осадков. Поэтому, в период таяния снега и сезонно мерзлого слоя, а также в период ливневых дождей, уровень грунтовых вод может подниматься на 0,1 – 0,5 м, что приводит к затоплению низких участков.

Фильтрационные свойства песчаных грунтов определялись согласно ГОСТ 25584-2016 в лабораторных условиях.

Коэффициент фильтрации грунтов по результатам лабораторных исследований (Приложение Ж) для песков: ИГЭ-1 – 2,80 м/сут, ИГЭ-18бб – 2,84 м/сут, ИГЭ-18бв – 2,81 м/сут.

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										19						

Подземные воды в соответствии с таблицей В.3 СП 28.13330.2017 по отношению к бетону марки W4 по pH слабоагрессивные, по содержанию бикарбонатной щелочности слабоагрессивные, по содержанию агрессивной углекислоты - среднеагрессивные.

Степень агрессивного воздействия подземных вод на металлические конструкции – слабоагрессивная (СП 28.13330.2017 таблица X.5).

Степень агрессивности подземных вод на металлические конструкции при свободном доступе кислорода – среднеагрессивная (СП 28.13330.2017 таблица X.3).

Среди специфических грунтов на территории изысканий выделены:

- техногенные грунты;
- органические грунты.

Техногенный грунт представлен песком мелким средней плотности средней степени водонасыщения и водонасыщенным, встречен при пересечении существующих автодорог и кустовой площадки. Мощность техногенных грунтов по пройденным скважинам составила 0,3 – 6,0 м. Техногенный грунт характеризуется как природный, перемещенный, минеральный и несвязанный грунт.

Органические грунты представлены торфом погребенным, торфами слабо-, средне- и сильноразложившимися. Мощность болотных отложений изменяется от 0,4 до 5,2 м. Торфяная залежь олиготрофного типа, преобладающие виды растений-торфообразователей – кустарничково-сфагновые, пушицево-сфагновые, осоково-сфагновые, травяно-сфагновые.

По характеру передвижения строительной техники встречены болота первого, второго и третьего типов (п. 10.2.1 ГОСТ Р 55990-2014).

Согласно таблице 2.7 ВСН 26-90 тип торфа по прочности и по деформативности 1А, 1Б, 2 и 3А, по влажности 2г - избыточно влажный, 2в - очень влажный, 2а - маловлажный.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
							20

Взаим. Инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

6 Категория и класс промышленного трубопровода

Категории участков нефтегазосборных трубопроводов и высоконапорных водоводов назначаются согласно ГОСТ Р 55990-2014 (таблица 4). Категория участков проектируемых трубопроводов представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Классификация проектируемых трубопроводов по ГОСТ Р 55990-2014

Наименование	Класс по диаметру	Категория	Категория продукта
Нефтегазосборные трубопроводы DN 150 и менее	III	H	7
Нефтегазосборные трубопроводы свыше DN 150 до DN 300 включительно	II	H	7
Высоконапорные водоводы	-	C	9

Таблица 6.2 – Категория участков проектируемых трубопроводов

Наименование участка	Категория участка
Пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации	C
Автомобильные дороги включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждам от подошвы насыпи и бровки выемки земляного полотна дороги: - автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категорий	C
Узлы пуска и приема СОД, узлы линейной запорной арматуры и участки трубопроводов по 250 м в каждую сторону от границ монтажного узла	C
Переходы через болота типа II, III	C

Инов. №поддл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

21

7 Проектная мощность промышленных трубопроводов

7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Технологической схемой нефтегазосборных сетей предусматривается подача объединенного потока эмульсии «нефть-газ-вода» от куста скважин № 34 по проектируемому трубопроводу в нефтегазосборную систему Западно-Зимнего месторождения до УПН и УС Западно-Зимнего участка.

Технологической схемой высоконапорных водоводов предусматривается подача пластовой воды от БКНС Западно-Зимнего месторождения до куста скважин № 34.

Режим работы промышленных трубопроводов принят круглогодичным, количество часов в году – 8760.

7.2 Характеристика транспортируемой продукции

Классификация транспортируемых продуктов по ГОСТ Р55990-2014 (таблица 1): нефть – 7 категория, пластовая вода – 9 категория.

Характеристика обрабатываемых в технологическом процессе веществ приведена в таблицах 7.1, 7.2, 7.3.

Таблица 7.1 – Компонентный состав нефти Западно-Зимнего месторождения

Параметр	Величина показателя
Газовый фактор, м ³ /т	70
Плотность дегазированной нефти при 20 °С, кг/м ³	869,5 – 875,7
Кинематическая вязкость дегазированной нефти, мм ² /с	16,27 – 22,71
Температура застывания, °С	минус 8
Температура плавления парафинов, °С	54
Объемное содержание фракций, %	
при температуре 100 °С	3,9
при температуре 150 °С	12,2
при температуре 200 °С	20,2
при температуре 250 °С	28,5
при температуре 300 °С	39,8
Массовое содержание, %:	
Серы	1,81
Парафинов	3,62
Асфальтенов	0,38

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

Расстояние между проектируемыми и существующими коммуникациями, расстояние от автодорог, линий электропередач приняты согласно нормативным требованиям, с учетом безопасности строительства и эксплуатации объектов.

По трассам трубопроводов имеются пересечения с существующими коммуникациями.

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую диагностику на потенциально опасных участках трубопроводов согласно п.723 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов.

В случае выявления дефектных участков провести дополнительно контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским или др.

Документацией не предусматривается устройство электрохимической защиты проектируемых трубопроводов. Данное решение основано на следующих положениях:

- на ранее запроектированных трубопроводах, которые расположены в одном коридоре с проектируемыми трубопроводами, отсутствуют системы электрохимической защиты;
- согласно техническому отчету по результатам инженерно-геологических изысканий блуждающие токи не зафиксированы;
- согласно ГОСТ Р 51164-98 (п. 3.7) на нефтепромысловых объектах допускается не применять электрохимическую защиту при обеспечении безопасной эксплуатации в течение срока службы объекта с учетом коррозионной активности грунтов;
- применение стальных бесшовных труб повышенной коррозионной стойкости из стали с увеличенной толщиной стенки относительно расчетной;
- согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п.15.1) предусмотрено применение наружного антикоррозионного покрытия усиленного типа с переходным сопротивлением покрытия не менее $3 \cdot 10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$.

При условии качественного исполнения изоляционное покрытие обеспечивает надежную защиту, препятствующую доступу минерализованной воды и кислорода к поверхности стальных трубопроводов.

В процессе строительства, нанесения изоляционных покрытий должны выполняться все требования по контролю технологических операций изоляционно-укладочных работ в соответствии с ВСН 008-88, прежде всего, контроль адгезии и сплошности покрытия, рыхления грунта, подготовки траншеи в зимний период, обеспечения подсыпки и присыпки трубопроводов мягким грунтом, укладки труб с исключением повреждений изоляции.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

7.5 Обоснование диаметра трубопровода

Гидравлические расчеты системы сбора продукции выполнены по «Методике гидравлического расчета трубопроводов и систем трубопроводов при транспорте нефтегазовых смесей» с помощью программы «PIPESIM».

При принятых типоразмерах проектируемых трубопроводов величины давлений на проектируемых и существующих участках не превышают допустимых значений. Величины скоростей на проектируемом и существующих участках не превышают допустимых значений. Проектируемые трубопроводы пропускают заданный объем жидкости. Гидравлический расчет приведен в Приложении А.

7.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Термины, используемые в данном проекте, имеют следующие значения:

Расчетное давление – давление, на которое производится расчет оборудования и трубопроводов на прочность. Расчетное давление в трубопроводе принимается равным давлению, развиваемому насосом или компрессором, при работе на закрытый выход. Если источник давления защищен предохранительным клапаном, то расчетное давление в трубопроводе принимается равным давлению открытия пружинного предохранительного клапана (ППК).

Рабочее давление – переменное давление, при котором протекает процесс. Величина рабочего давления в любой точке трубопроводной системы или в аппарате определяется в результате гидравлического расчета. Максимальное значение рабочего давления не должно превышать расчетное давление элементов системы.

Давление испытания трубопроводов и оборудования определяется в зависимости от расчетного давления (максимально допустимое рабочее давление).

Расчетное давление нефтесборного трубопровода принято равным – 4,0 МПа.

Расчетное давление высоконапорных водоводов – 25,0 МПа.

7.7 Расчет промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость, выбор типоразмеров и характеристик труб

Расчет проектируемого трубопровода на прочность и устойчивость проведен с учетом его назначения, технологических параметров, установленного давления, категории, условий прокладки.

Прочностные расчеты выполнены для условий обеспечения:

- прочности при установленном расчетном (нормативном) давлении в трубопроводе;
- устойчивости – фиксации положения трубопровода (ликвидации захлестов) при температуре наружного воздуха не ниже минус 44 °С.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											27

Расчет нефтесборного трубопровода и высоконапорного водовода на прочность и устойчивость выполнен по ГОСТ 55990-2014 (п.12).

При расчете толщины стенки трубы коэффициент надежности по нагрузке нефтесборного трубопровода определен с учетом постоянных, временных длительных, кратковременных и особых нагрузок и воздействий.

Таблица 7.5 – Результаты расчетов на прочность нефтесборного трубопровода и высоконапорного водовода

Материал	Размерность	ВВ	НС	ВВ
Врем. Сопротивления разрыву, R_{m1}	кгс/см ²	510	510	510
Предел текучести, R_{m2}	кгс/см ²	372	372	372
Раб. Давление (max)	МПа	25	4,0	25
Коэфф. Условий работы, ψ		0,921	0,921	0,767
Коэфф. Надежности по материалу, γ_m		1,15	1,15	1,15
Коэфф. Надежности по ответственности, γ_p		1,10	1,10	1,10
Коэфф. Надежности по нагрузке, γ_f		1,15	1,15	1,15
Коэфф. Несущей способности труб, η		1,0	1,0	1,0
Наружный диаметр	мм	219	159	325
Принятая толщина стенки, S	мм	18	6	24

Расчет срока службы трубопроводов

Срок службы трубопроводов определяется по величине остаточного ресурса трубопровода, определяемого по формуле

$$\tau = \frac{\delta_n - \delta_{отб}}{v_{cp}},$$

где δ_n – номинальная начальная толщина стенки трубы, мм; $\delta_{отб}$ – отбраковочная толщина стенки трубы, мм, v_{cp} – средней (общей) скорости коррозии стенки трубы, мм/год.

Скорость коррозии образцов в промышленных условиях, определенная лабораторией коррозионных исследований, составляет 0,2 мм/год.

Результаты расчета сроков службы трубопроводов сведены в таблицу 7.6.

Таблица 7.6 – Расчетный срок службы трубопровода

Изм.	Колуч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Изм.	Колуч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
													28
Изм.	Колуч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	Изм.	Колуч.	Лист	Недок	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
													28

Изм. №поддл. Подп. и дата Взам. Инв. №

Диаметр и толщина стенки, мм	Расчет. Давл., P _{расч} , МПа	Отбраковочная толщина стенки трубопровода, мм	Скорость коррозии, мм/год	Срок службы трубопровода, лет	
				Расчетный	Проектный назначенный
Нефтегазосборные сети (НС)					
159x6	4,0	2,5	0,1	35	20,0
Высоконапорный водовод (ВВ)					
219x18	25	13,975	0,1	35	20,0
325x24	25	17,399	0,1	35	20,0

Согласно заданию на проектирование, проектный назначенный срок службы трубопроводов составляет 20 лет. Проектный назначенный срок службы не превышает расчётных.

Трубы выбраны с увеличенной толщиной стенки в целях повышения надежности работы трубопровода, унификации трубной продукции при заказе и исходя из наличия МТР заказчика.

7.8 Обоснование мест установки запорной арматуры

Проектной документацией на нефтегазосборном трубопроводе и высоконапорных водоводах предусмотрена установка узлов запорной арматуры в местах подключения к существующим трубопроводам.

В проекте предусмотрена стальная трубопроводная арматура с ручным управлением в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие правила безопасности», отвечает требованиям государственных стандартов, технических условий, других нормативных документов, утверждённых в установленном порядке, требованиям ГОСТ Р 55990-2014, имеет технические паспорта, сертификаты соответствия и разрешена к применению.

Материал арматуры выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико – химических свойств транспортируемой среды. Запорная арматура применена с герметичностью затвора класса А по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение – ХЛ1. Установка задвижек надземная.

В узлах подключения на проектируемых трубопроводах предусмотрены манометры и задвижки Ду 50 мм (вантуз) для возможности дренирования или продувки участка трубопровода при проведении ремонтных работ.

Для удобства обслуживания предусмотрена надземная установка задвижек. Установка и расположение трубопроводной арматуры обеспечивает возможность удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта.

Количество и тип применяемого оборудования и арматуры на нефтегазосборном трубопроводе и высоконапорных водоводах представлены в таблице 7.7.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. Инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Лист

Таблица 7.7 – Количество и тип применяемого оборудования и арматуры на нефтегазосборном трубопроводе и высоконапорных водоводах

Наименование	Тип арматуры	Кол-во, шт.	Управление
Нефтегазосборные сети К34 – т.вр. К 34			
Узел запорной арматуры «т.вр. К 34» (ПК2+28,06)	ЗК(НГВ)250лх4,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)150лх4,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное
	ЗК(НГВ)50лх4,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	маховиком
Высоконапорный водовод БКНС-УЗ№53.1			
УЗ№53.1 (ПК8+68,92)	ЗК(НГВ)300лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	2	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)250лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод УЗ№53.1-УЗ№4Л.1			
УЗ№4Л.1 (ПК44+74,43)	ЗК(НГВ)300лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)250лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод УЗ№4Л.1-УЗ№22.1			
УЗ№22.1 (ПК61+70,71)	ЗК(НГВ)300лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)250лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	2	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод УЗ№22.1-УЗ№16.1			
УЗ№16.1 (ПК17+38,7)	ЗК(НГВ)300лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)250лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	2	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод УЗ№16.1-УЗ№20.1			
УЗ№20.1 (ПК15+60,04)	ЗК(НГВ)300лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)250лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	2	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод УЗ№20.1-УЗ№18.1			
УЗ№18.1 (ПК14+69,45)	ЗК(НГВ)300лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изн.	№ подкл.	Подп. и дата	Взам.	Изн. №	

	ЗК(НГВ)250лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	2	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод УЗ№18.1-УЗ№34.1			
УЗ№34.1 (ПК14+27,25)	ЗК(НГВ)300лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)250лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)200лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	3	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод т.вр. скв. 1ПО – скв. 1ПО			
УЗ№ 1ПО	ЗК(НГВ)150лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод К17 – скв. 2ПО			
УЗ№ 2ПО	ЗК(НГВ)80лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод т.вр. скв. 3ПО – скв. 3ПО			
УЗ№ 3ПО	ЗК(НГВ)100лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
Высоконапорный водовод т.вр. скв. 8ПО – скв. 8ПО			
УЗ№ 8ПО	ЗК(НГВ)100лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком
	ЗК(НГВ)50лх25,0м/ А-Ф-Г4К52-ХЛ1(Р)	1	Ручное маховиком

Для предотвращения несанкционированного проникновения на территорию технологического объекта территория площадок узлов запорной арматуры имеет ограждение по периметру с калиткой, закрываемой на замок, а также предусмотрен постоянно действующий подъезд. Ограждение предусмотрено разборное с высотой не менее 2 метров из разборных ЗД секций. Цвет ограждения соответствует требованиям корпоративного стандарта компании.

Подробное описание конструкции ограждения приведено в строительной части проектной документации.

Обязательным условием для применяемой арматуры является наличие подтверждения требованиям технического регламента ТР ТС 010/2011 в форме:

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Лист

- сертификации аккредитованным органом по сертификации (оценке (подтверждению) соответствия), включенным в Единый реестр органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров) Таможенного союза;

- декларирования соответствия на основании собственных доказательств и (или) полученных с участием органа по сертификации или аккредитованной испытательной лаборатории (центра), включенных в Единый реестр органов по сертификации и испытательных лабораторий (центров) Таможенного союза.

7.9 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании

Необходимость в резервном оборудовании отсутствует, проектной документацией не предусматривается резервирование пропускной способности трубопровода.

7.10 Описание проектных решений по прокладке трубопроводов

Основным критерием выбора трасс служили минимизация ущерба окружающей природной среде, обеспечение высокой эксплуатационной надежности.

При выборе трасс учитывались инженерно-геологические условия района строительства, сложившаяся транспортная схема, применяемые методы производства строительно-монтажных работ, наличие существующих коридоров коммуникаций.

При выборе трасс использованы картографические материалы инженерно-геодезических изысканий и материалы инженерно-геологических изысканий. Трассы проложены в общем коридоре коммуникаций.

В случае выявления дефектных участков провести дополнительно контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским или др.

В местах сварных соединений захлестов, ввариваемых вставок и в швах приварки арматуры, необходимо предусмотреть двойной контроль сварных соединений неразрушающими методами (п. 5.32 ВСН 005-88, ВСН 006-89).

Проектируемые трубопроводы пересекают действующие подземные коммуникации, ВЛ, автодороги.

Пересечения трубопроводов выполнены согласно ГОСТ Р 55990-2014.

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. 6,7 ГОСТ Р 55990-2014, табл. 2.5.40 ПУЭ.

Расстояние между осями трубопроводов составляет:

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
																32

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода частично или полностью подготовленной нефти должны быть установлены охранные зоны по аналогии с магистральными трубопроводами в соответствии с "Правилами охраны магистральных трубопроводов" вдоль трасс трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Согласно п.16 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» в составе проектируемых трубопроводов определены опасные участки. Опасными участками по трассе нефтегазосборного трубопровода являются:

- пересечения с ВЛ в пределах охранной зоны ВЛ – 10 м с каждой стороны для ВЛ 1-20 кВ, 15 м – для ВЛ 35кВ;
- пересечения болот II, III типа;
- пересечения с коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.

Согласно п.19 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» для опасных участков трубопроводов предусмотрены следующие меры безопасности, снижающие риск аварий, инцидента:

- 1) применение труб с увеличенной толщиной стенки относительно расчетной;
- 2) применение труб с наружной трехслойной изоляции усиленного типа на основе экструдированного полиэтилена и внутренней двухслойной изоляцией (для нефтегазосборного трубопровода);
- 3) проведение предпусковой приборной диагностики на опасных участках;
- 4) 100% радиографический контроль всех сварных соединений.

В связи большой протяженностью опасных участков по трассе нефтегазосборного трубопровода, вышеуказанные пункты 1,2 приняты на всю протяженность трубопровода.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода частично или полностью подготовленной нефти должны быть установлены охранные зоны по аналогии с магистральными трубопроводами в соответствии с "Правилами охраны магистральных трубопроводов" вдоль трасс трубопроводов в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
										34

До начала бурения должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- геодезическая разбивка трассы и вынос в натуру точек начала забуривания и выхода бура из грунта;
- уточнение планового и высотного положения существующих коммуникаций и подземных объектов совместно с представителями эксплуатирующих и проектных организаций;
- подготовка стройплощадок для размещения буровой установки, насосно-смесительного узла для приготовления бурового раствора, склада буровых штанг, контейнера хранения для бентонита, полимеров, строительных материалов, бытовых помещений (см. рисунок 8.1);
- монтаж буровой установки в точке начала забуривания с обеспечением предусмотренной конструкцией закрепления для восприятия усилий подачи при бурении и обратной тяги при протягивании трубопровода, а также заземления установки;
- контроль исправности и работоспособности локационной системы.

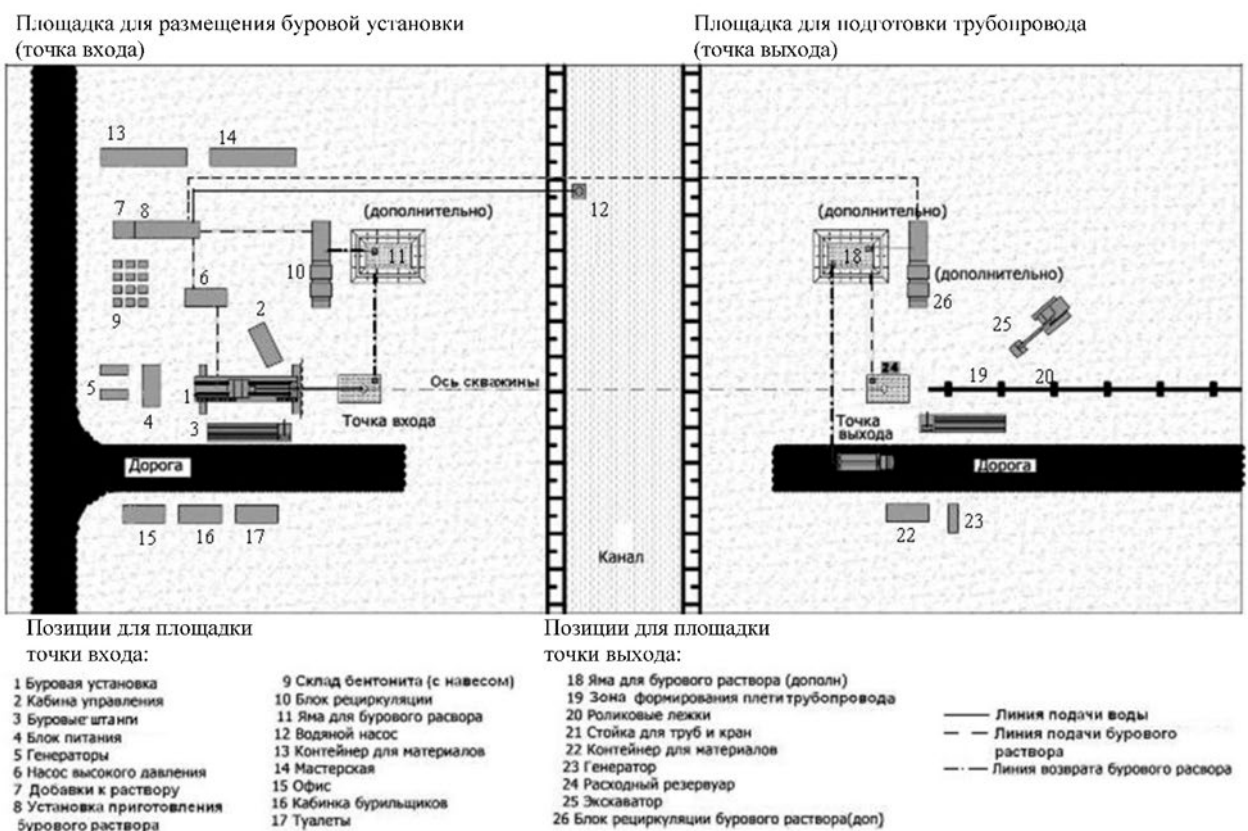


Рисунок 8.1 Схема расположения оборудования на стройплощадке.

Бурение пилотной скважины должно производиться под предусмотренным проектом углом входа в грунт и по проектной траектории в соответствии с профилем и планом прокладки коммуникации (см. рисунок 8.2).

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

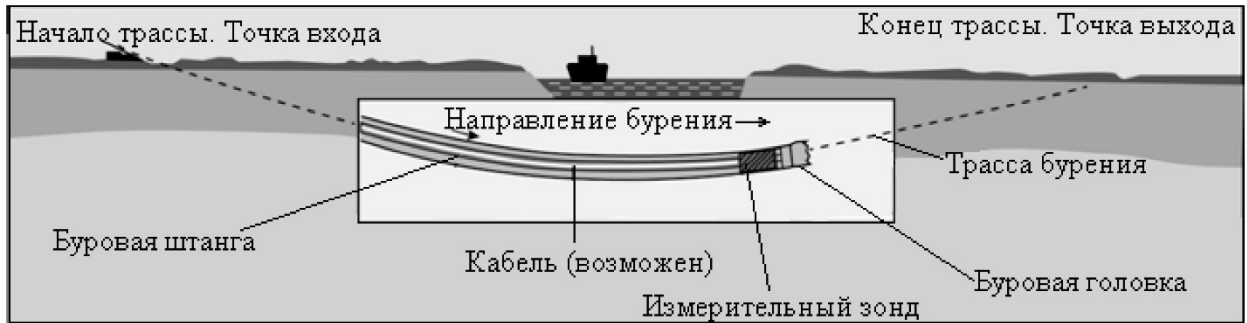


Рисунок 8.2 Направленное бурение пилотной скважины.

Бурение осуществляется передовым буром со сменными насадками для различных видов грунта. Изменение направления бурения осуществляется при помощи имеющей скос буровой лопатки, размещаемой по центру передового бура.

Тип используемого передового бура следует выбирать в зависимости от гидрогеологических условий.

В процессе проходки пилотной скважины должен вестись контроль траектории бурения с использованием специальных локационных систем. Контроль траектории бурения осуществляется по информации о местоположении, глубине, уклоне, крене («по часам»), азимуте буровой головки.

На точность измерений могут оказать влияние активные (генерирующие электромагнитные сигналы приборы, устройства, кабели и др.) и пассивные (подземные металлические объекты, токопроводящие породы, соленая вода и др.) помехи от посторонних источников и физических свойств грунтов.

Расширение скважины следует производить после завершения проходки пилотной скважины. Взамен буровой головки к колонне штанг необходимо присоединить расширитель и протянуть с одновременным вращением через скважину в направлении к буровой установке (см. рисунок 8.3). В качестве расширителей для различных типов грунтов применяются специализированные римеры, производящие резание, скалывание и уплотнение грунта.

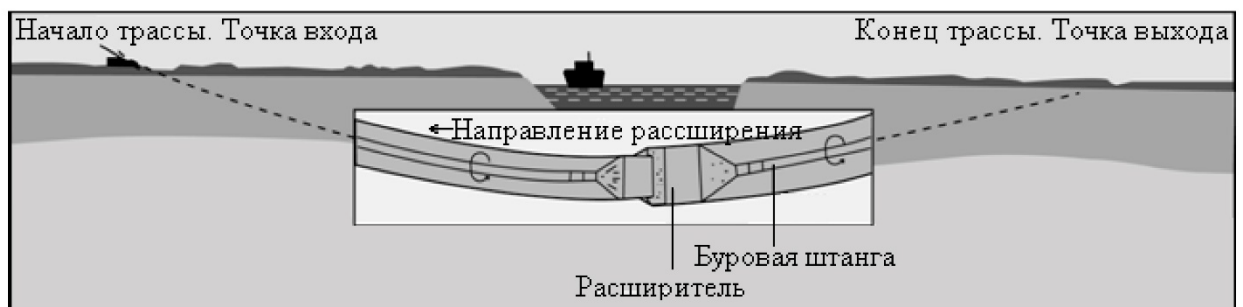
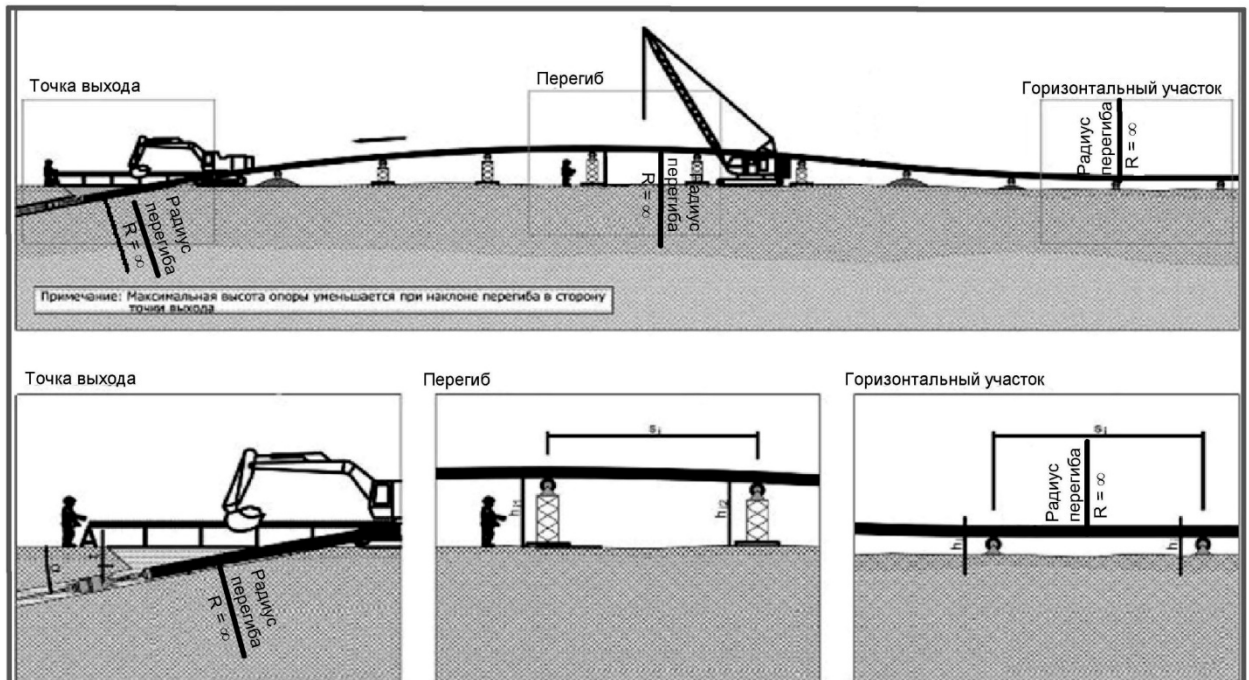


Рисунок 8.3 Расширение скважины.

Изм.	Колуч.	Лист	Недок	Подп.	Дата
Изм. №поддл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

угол выхода пилотной скважины путем придания ему соответствующего перегиба (см. рисунок 8.4).

Необходимый перегиб трубопровода создается путем размещения плети на промежуточных опорах, высота которых уменьшается в сторону точки выхода (см. рисунок 8.4). Первая роликовая опора должна размещаться непосредственно у точки выхода.



l – глубина выхода скважины; S_1 – расстояние между опорами; R – радиус перегиба;
 α – угол выхода; h_1 – высота опоры

Рисунок 8.4 Схема устройства перегиба при протягивании трубопровода.

Протягивание трубопровода должно осуществляться с минимальным перерывом после завершения расширения и калибровки бурового канала. Протягивание следует проводить с использованием плетей трубопровода максимальной длины, определяемой по условиям растяжки на стройплощадке.

На передний конец трубопровода следует установить оголовок с закрепленным на нем вертлюгом, предотвращающим вращение трубопровода. К концу колонны буровых штанг крепится расширитель диаметром, как правило, соответствующим последнему расширению.

Сборка буровой колонны при протягивании приведена на рисунке 8.5. Оголовок должен иметь форму, снижающую лобовое сопротивление бурового раствора и препятствующую врезанию трубопровода в грунт при протягивании.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №				
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Лист 39
33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						

заполнения и смены цистерн на новые это не привело к остановке процесса производства работ (бурения скважин, протягивания трубопровода) и затвердевания бурового раствора.

После окончания протягивания и приемки трубопровода должны быть выполнены следующие работы:

- демонтаж технологических устройств и систем;
- удаление и утилизация остатков буровых жидкостей;
- удаление и утилизация остатков бурового шлама;
- демонтаж ограждений и обратная засыпка рабочих котлованов, прямков и т.п.;
- очистка и планировка рабочих площадок на точках входа и выхода;
- очистка и техобслуживание буровых штанг и инструмента;
- ремонт и восстановление подъездных дорог.

По завершении приемки проложенных методом ННБ трубопроводов применительно к различным видам инженерных коммуникаций выполняются:

- закладка в проложенные футляры рабочих труб;
- стыковка проложенных рабочих труб с участками открытой прокладки.

Прокладка трубопровода предусмотрена в защитном футляре. Диаметр защитного футляра и толщина его стенки приняты на основании СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011 и ГОСТ Р 55990-2014.

Для строительства защитного футляра приняты трубы согласно ТТТ-01.02.04-04, версия 2.0 стальные бесшовные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости с заводским трехслойным полимерным наружным покрытием по ГОСТ Р 51164-98 специального назначения, исполнение материала – группа 1, класс прочности K52.

Рабочий трубопровод располагается в футляре на опорно-направляющих кольцах, установленных с интервалом через 2 метра. Установка производится при монтаже трубопровода. Для наружной изоляции сварных стыков стального футляра и трубопровода в полевых условиях предусмотрено использование армированных термоусаживаемых манжет для наклонно-направленного бурения.

Для герметизации межтрубного пространства на торцах футляра устанавливаются манжеты герметизирующие и укрытие защитное манжет герметизирующих.

Подбор буровой установки производился на основании данных по типу, диаметру и длине предполагаемого к прокладке трубопровода, по инженерно-геологическим условиям строительства, с учетом требований по обеспечению необходимых значений усилий тяги и крутящего момента. Для обеспечения протягивания буровая установка должна обеспечить силу тяги P_m , обеспечивающая выполнение условия:

$$P_m \geq K \times G$$

где K – коэффициент запаса по тяги буровой установки;

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											41

G – расчетное значение необходимого усилия для протягивания трубопровода.

Усилие протаскивания G , рассчитывается по формуле:

$$G = f_{тр} \times g_d \times L_{дюз};$$

$f_{тр}$ – коэффициент трения стали по грунту, принимается по СТН 51-4-92 таблица 1 и 2;

g_d – вес единицы длины дюкера, кг/м;

$L_{дюз}$ – длина дюкера, м.

Размеры стройплощадок должны быть достаточны для размещения необходимого оборудования, технологических сооружений, а также разворачивания катушек или раскладки сборного трубопровода так, чтобы он вошел в буровой канал без перегибов и перекручивания.

Размер рабочей площадки и площадки основания установки подбирается согласно таблице 8.1 п.8.3.5 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011.

Размеры площадки на точке выхода из буровой скважины должны быть подготовлены с учетом размещения емкостей для аккумуляции бурового раствора. На площадке также может размещаться оборудование для перекачки бурового раствора по трубопроводу и возврата в систему регенерации РД-91.040.00-КТН-308-09.

Минимально допустимые радиусы изгиба криволинейных участков согласно п.7.3.6.1 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011, не менее $1200D_n$, где D_n – наружный диаметр трубы, м.

Согласно п.10.1.13 угол входа скважины в грунт определяется топографическими и геологическими условиями и находится в интервале от 8° до 15° . Угол выхода на поверхность в зависимости от условий строительства, вида трубопровода и используемого оборудования, как правило, принимаются в пределах от 5° до 8° .

Заглубление проектируемого трубопровода от самой низкой отметки дна на участке перехода должно приниматься с учетом прогнозируемого размыва, возможного дноуглубления или наличия техногенного грунта в створе перехода, по выражению:

$$H_d = 6 - (3 - B),$$

где H_d – глубина заложения трубопровода от верха трубы до дна водоема;

B – наибольшее из значений предельного размыва, дноуглубления или мощности техногенного грунта.

Прогноз должен производиться в соответствии с СП 36.13330 и с учетом ВСН 163-83.

Расчет длины участка L , выполнен по формуле:

$$L = \sqrt{H(2R - H)}$$

где, H – высота между началом и концом участка, м;

R – минимальный радиус упругого изгиба, м.

Угол входа скважины α , в грунт рассчитан по формуле:

Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
				Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	42

$$\alpha = \arccos \frac{R-H}{R}$$

Расчет длины скважины по стволу $L_{СКВ}$ участков набора зенитного угла, выполнен по формуле:

$$L_{СКВ} = \frac{a \cdot R}{57.3}$$

Расчет длины скважины по стволу $L_{СКВ}$ прямолинейных участков, выполнен по формуле:

$$L_{СКВ} = \frac{L}{\cos a}$$

Согласно таблице 8.3 п.8.6.6 СТО НОСТРОЙ 2.27.17-2011, диаметр бурового канала подбирается по соотношениям между длиной перехода, диаметру протягиваемого трубопровода (защитного футляра) и бурового канала.

Количество промежуточных проходов расширителей, их типы и диаметры устанавливаются в ППР подрядной организацией.

В зависимости от инженерно-геологических условий и диаметра прокладываемого трубопровода расширение может выполняться в один или несколько последовательных проходов расширителей увеличивающегося размера до получения бурового канала нужного диаметра.

Проверочный расчет на прочность труб и их соединений при протягивании трубопровода выполняется из условия:

$$\sigma_{пр.N} \leq R_p$$

где $\sigma_{пр.N}$ – суммарное продольное растягивающее напряжение в стенке трубы от протягивания трубопровода с учетом упруго-изогнутых участков, МПа;

R_p – расчетное сопротивление растяжению материала труб и стыковых соединений, МПа.

Суммарные растягивающие напряжения $\sigma_{пр.N}$, МПа, возникающие в стенке трубы при протягивании по буровому каналу, определяются по формуле:

$$\sigma_{пр.N} = \frac{10^3 \cdot P_{гп}}{\pi \cdot \tau \cdot (d_H - \tau)} + \frac{E \cdot d_H}{2 \cdot 10^3 \cdot R_u}$$

где $P_{гп}$ – усилие протягивания трубопровода, кН;

E – модуль упругости материала трубы, МПа;

τ – толщина стенки трубы, м;

d_H – наружный диаметр трубы, м;

R_u – минимальный радиус изгиба по трассе перехода, м.

Максимально допустимое усилие протягивания трубопровода $P_{гп}$, кН, не должно превышать значения:

$$P_{гп} \leq \frac{\pi \cdot \tau \cdot (d_H - \tau) \cdot (2 \cdot R_u \cdot R_p - E \cdot d_H)}{2 \cdot R_u}$$

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											43

Для установок класса макси и мега необходимый для производства работ общий объем бурового раствора $V_{бр}$ определяется по этапам:

- расчет объема бурового раствора и количества каждого из компонентов на пилотную скважину;
- расчет объема бурового раствора и количества каждого из компонентов для расширения;
- расчет объема бурового раствора и количества каждого из компонентов для калибровки;
- расчет объема бурового раствора и количества каждого из компонентов для затяжки трубы.

Расчет объема бурового раствора на пилотную скважину производится по формуле:

$$V_{пил} = \frac{Q_{пил}}{v_{пил}} \cdot 60 \cdot (L + \delta)$$

где $Q_{пил}$ – запланированный расход бурового раствора на пилотное бурение, м³/мин;

L – расчётная длина скважины по профилю перехода, м;

δ – возможное увеличение фактической длины бурового канала;

$v_{пил}$ – ориентировочная механическая скорость бурения пилотной скважины, м/час.

Расчет объемов бурового раствора на расширение производится по формуле:

$$V_{расш} = \frac{L + \delta}{v_{расш}} \cdot Q_{расш}$$

где $v_{расш}$ – скорость бурения на этапе расширения, м/час;

$Q_{расш}$ – расход бурового раствора на расширение, м³/мин;

L – расчетная длина скважины по профилю перехода, м;

δ – возможное увеличение фактической длины бурового канала.

Расход бурового раствора на расширение $Q_{расш}$, м³/мин, определяется по выражению:

$$Q_{расш} = v_{расш} \cdot 0,785 \cdot D_{расш}^2 - D_{пр}^2 \cdot F$$

Где:

$v_{расш}$ – скорость бурения на этапе расширения, м/час;

$D_{пр}$ – диаметр предыдущего расширения / пилотной скважины, м;

$D_{расш}$ – диаметр следующего расширения скважины, м;

F – грунтовый коэффициент.

Для каждого этапа расширения расчет производится отдельно.

Расчет объема бурового раствора на калибровку скважины производится по формуле:

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										45						

$$V_{\text{кал}} = \frac{Q_{\text{кал}}}{v_{\text{кал}}} \cdot 60 \cdot (L + \delta)$$

$v_{\text{кал}}$ - ориентировочная скорость протаскивания калибра, м/час;

$Q_{\text{кал}}$ - расход бурового раствора при калибровке, м³/мин;

δ - возможное увеличение фактической длины бурового канала, м;

L - расчётная длина скважины по профилю перехода, м.

Расчет объема бурового раствора на протягивание трубопровода рассчитывается по формуле:

$$V_{\text{зат}} = \frac{Q_{\text{зат}}}{v_{\text{зат}}} \cdot 60 \cdot (L + \delta)$$

где $Q_{\text{зат}}$ - расход бурового раствора при затягивании, м³/мин;

$v_{\text{зат}}$ – ориентировочная скорость затягивания трубы, м/час;

δ – возможное увеличение фактической длины бурового канала;

L - расчётная длина скважины по профилю перехода.

Выбор режимно-технологических параметров бурения и параметров бурового раствора на различных этапах строительства скважины осуществляется при разработке Проекта производства работ. Данные режимы выбираются с учетом технологии бурения, используемой конкретным подрядчиком на данном переходе и исходя из фактического геологического разреза. Окончательный объем бентонита, тип специальных добавок, свойства и состав бурового раствора может корректироваться строительной организацией, выполняющей работы, в зависимости от геологических условий, химического состава воды и других факторов.

Отработанный буровой раствор и выбуренная порода, образовавшиеся при буровых работах, подлежат утилизации и захоронению. Перед началом строительства Генподрядчик заключает договор с организациями, имеющими соответствующие лицензии на обезвреживание и захоронение отходов бурения.

В процессе бурения и расширения скважины происходит выход отработанного бурового раствора и выбуренной породы по обе стороны скважины. Отработанный буровой раствор с выбуренной породой из входного/выходного приемков перекачивается шламовым насосом на шламоотделители. Шлам складывается в шламовые емкости, по мере заполнения которых вывозится на полигон захоронения отходов бурения. Более вязкую часть и твердую фракцию, в т.ч. замерзший бентонит с породой необходимо перемещать экскаватором или погружать в автосамосвалы с закрывающимся задним бортом и вывозить в шламонакопитель. Для этих целей необходимо круглосуточное нахождение экскаватора на монтажных площадках.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										46						

В случае возникновения утечек бурового раствора в иных местах, чем точки входа и выхода, необходимо принимать незамедлительные меры по сбору и утилизации бурового раствора, согласно мероприятиям по ликвидации грифонов.

Расчет объемов отходов бурения проводится в соответствии с РД 39-3-819-91.

Объем шлама:

$$V_{ш} = \pi/4 D_{расш} \cdot L_{скв} \cdot k_k \cdot k_p, \quad (2)$$

где $L_{скв}$ – проектная длина перехода;

$D_{расш}$ – диаметр последнего расширения;

$k_k = 1,1$ – коэффициент кавернозности;

$k_p = 1,2$ – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = V_{ш} \cdot K_1 + 0,5 \cdot V_{ц}, \quad (3)$$

где $K_1 = 1,052$ – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, гидроциклоне и илоотделителе;

$V_{ц}$ – объем циркуляционной системы буровой установки.

Объем буровых сточных вод:

$$V_{бсв} = 0,25 \cdot V_{обр}, \quad (4)$$

Расчетный объем отходов бурения:

$$V_{от} = V_{ш} + V_{обр} + V_{бсв};$$

Согласно ГОСТ 12.1.007-76 бентонит соответствует 4 классу опасности как малотоксичное вещество.

Параметры и расчеты методом ННБ уточняются подрядной организацией на этапе ППР.

7.10.2 Пересечения с подземными коммуникациями и ВЛ

Проектные решения по прокладке трубопроводов в местах пересечения с подземными коммуникациями выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и определяются необходимостью соблюдения следующих нормативных требований по обеспечению эксплуатационной безопасности, как строящегося трубопровода, так и действующих коммуникаций:

- расстояние по вертикали в свету между проектируемым и существующим трубопроводами не менее 0,35 м;
- земляные работы в местах пересечения подземных коммуникаций производятся вручную без применения ударных механизмов на расстоянии не менее 2 м в обе стороны от наружной образующей стенки трубы.

Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №
Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №	Изм. №

При пересечении строящихся трубопроводов с подземными коммуникациями производство строительного-монтажных работ допускается при наличии разрешения организации, эксплуатирующей эти коммуникации и в присутствии ее представителя.

Для обеспечения проезда автотранспорта и строительных машин при выполнении подготовительных и основных работ через существующие подземные коммуникации предусмотрены временные дороги и переезды.

Охранная зона электрических сетей для линий напряжением 6 кВ составляет 10 м от крайнего провода в обе стороны, ВЛ 35 кВ – 15 м.

Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется.

Работы в охранной зоне ВЛ с применением машин и механизмов производить с оформлением наряда-допуска после получения письменного разрешения эксплуатирующих организаций. Приближение любой части машин и механизмов к ближайшим проводам должно быть не менее 2 м.

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

Ведомость переходов приведена в инженерно-технической документации по инженерным изысканиям.

7.10.3 Пересечения с автомобильными и железными дорогами

Прокладка трубопроводов на переходах через автодороги выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, п.10.3.3 и предусматривается в стальном защитном кожухе (диаметр кожуха принят на 200 мм больше диаметра трубопровода). При прокладке трубопровода в защитном кожухе применяются опорно-направляющие кольца в комплекте защитными прокладками, на концах кожуха устанавливаются манжеты резиновые герметизирующие с защитными укрытиями для герметизирующих манжет.

При пересечении автодороги концы футляра выводятся на 5 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Глубина заложения трубопровода при пересечении автодороги принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра.

Прокладка через автодороги без покрытия предусматривается открытым способом в защитном футляре с последующим восстановлением земляного полотна и дорожной одежды автодороги.

Места переходов обозначаются специальными дорожными знаками, запрещающими остановку транспорта.

Ведомость переходов приведена в инженерно-технической документации по инженерным изысканиям.

Изм. №поддл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

7.10.4 Оознавательные знаки

Подземные участки трубопроводов в местах поворота трассы, а также на расстоянии не более 1000 м закреплены на местности опознавательными знаками.

Оознавательные знаки также установлены на переходах через автомобильные дороги, в местах пересечения с существующими коммуникациями. Допускается установка знаков с одной стороны по ходу движения продукта. Оознавательный знак должен содержать информацию о местоположении оси трубопровода, километре и пикете трассы, о среде транспортируемого вещества, давлении в трубопроводе и его диаметре, а также номер телефона диспетчерской службы.

7.11 Контроль качества сварных соединений трубопровода

Все сварные соединения промышленных трубопроводов должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием). Контроль сварных соединений промышленных трубопроводов выполнить физическими методами (ультразвуковой или магнитографический) в соответствии с ВСН 012-88 (п.5.24). Нефтегазосборный трубопровод - контролю физическими методами подвергаются 100 % сварных соединений, в том числе 100% радиографическим - для участков трубопроводов категории С. Высоконапорные водоводы - контролю физическими методами подвергаются 100 % сварных соединений, в том числе 100% - радиографическим.

Контроль сварных стыков трубопровода производится:

- систематическим операционным контролем, осуществляемым в процессе сборки и сварки трубопровода;
- визуальным осмотром и обмером сварных соединений;
- проверкой сварных швов неразрушающими методами контроля;
- по результатам механических испытаний сварных соединений с целью проверки состояния системы автоматического управления процессом сварки.

7.12 Очистка полости и испытание трубопровода

Монтаж и испытания трубопроводов производить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. После проведения монтажных работ стальной трубопровод испытать на прочность и на герметичность. До начала испытаний на прочность проводят очистку трубопроводов промывкой при гидравлическом способе испытаний и продувкой при пневматическом. На трубопроводах диаметром менее 219 мм промывку или продувку допускается выполнять без использования очистных поршней.

Очистку полости и пневматические испытания нефтегазосборных трубопроводов выполнить согласно ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21, прим.8.

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

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Испытание нефтегазосборного трубопровода выполнить пневматическими согласно ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21:

- переходы трубопроводов через автомобильные дороги с прилегающими по обе стороны дороги участками, длиной 25 м каждый от подошвы насыпи, узлы пуска и приема ВТУ, узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м, пересечения с нефтепроводами на длине 20 м по обе стороны от пересечения:

1 этап – после укладки и засыпки пневматическим способом – $P=1,25 P_{раб.}=5,0$ МПа (не менее) в верхней точке, продолжительность испытания на прочность 12 ч;

2 этап – одновременно с испытанием трубопровода пневматическим способом - $P=1,25 P_{раб.}=5,0$ МПа (не менее) в верхней точке; продолжительность испытания на прочность 12 ч.

- переходы через болота типа II

1 этап – после укладки и засыпки – $P=1,25*P_{раб.}=5,0$ МПа (не менее) в верхней точке, продолжительность испытания на прочность 12ч;

2 этап – одновременно с испытанием трубопровода – $P=1,1*P_{раб.}=4,4$ МПа (не менее) в верхней точке; продолжительность испытания на прочность 12 ч.

Заполнение нефтегазосборного трубопровода воздухом (инертным газом) при проведении пневматических испытаний выполняют с осмотром трассы при давлении равном 0,3 от испытательного давления на прочность – $P=0,3P_{исп}=1,5$ МПа, но не выше 2 МПа. Осмотр трассы при увеличении давления от 0,3 и в течение времени испытания на прочность запрещается.

Предварительные испытания высоконапорных водоводов производить согласно ГОСТ Р 55990-2014:

1 этап – после укладки и засыпки – гидравлическим способом – $P_{исп}=1,25P_{раб}=31,25$ МПа ($P_{раб}=25,0$ МПа) продолжительностью – 12 ч.

Согласно примечанию 8 к таблице 21 ГОСТ 55990-2014 – участок трубопровода категории С, включающий отдельные участки, подлежащие испытаниям в два этапа, допускается испытывать в один этап на давление, соответствующие давлению испытаний первого этапа.

На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого участка трубопровода испытательное давление на прочность не должно превышать наименьшего из гарантированных заводами заводских испытательных давлений на трубы, арматуру, фитинги, узлы и оборудование, установленных на испытываемом участке.

После окончания строительно-монтажных работ должны быть проведены работы по восстановлению трассы и рекультивации почвы согласно ФНИП «Правил безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Для предотвращения замерзания жидкости при гидроиспытании необходимо ввести в жидкость добавки, понижающие температуру замерзания, не агрессивные к металлу труб.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
										50

Специальная рабочая инструкция по очистке полости и испытанию промышленного трубопровода на прочность и проверке на плотность (герметичность) должна предусматривать:

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;
- схему очистки полости и испытания трубопровода;
- методы и средства выявления и устранения отказов (утечки, разрывы и т. п.);
- схему организации связи на период производства работ;
- требования пожарной, газовой, промышленной безопасности и указания о размерах охранной зоны;
- требования по охране окружающей природной среды.

Проведение очистки полости, а также испытания трубопровода на прочность и проверки на плотность (герметичность) без надежной связи не допускаются.

Работы по очистке полости и испытанию трубопровода производить по технологии, включающей:

- защиту полости трубопровода от загрязнения на всех этапах сооружения трубопровода;
- предварительную очистку полости протягиванием механических очистных устройств в процессе производства сварочно-монтажных работ;
- очистку полости трубопровода и сбор загрязнений в конце очищаемого участка;
- предварительное испытание узла запорной арматуры до его монтажа;
- контроль проходного сечения трубопровода (выявление вмятин, гофр, овальностей и др.) поршнем-калибром;
- испытание трубопровода на прочность давлением, создающим напряжения в металле трубы до минимального нормативного предела текучести, и проверку на герметичность;
- обеспечение экологической безопасности при производстве работ.

Согласно п.108 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность трубопроводов должно быть осуществлено комплексное опробование, по средствам заполнения нефтегазосборного трубопровода и высоконапорного водовода транспортируемой средой и их работа после заполнения в течение 72 часов. Заполнение и комплексное опробование должно проводиться в соответствии с планом мероприятий, утвержденным документацией.

7.13 Описание системы диагностики состояния трубопроводов

Надежность, безопасность и безаварийность работы трубопроводов обеспечена путем выбора трассы, материалов, комплектующих, основных технических решений, методов и технологии строительства. Эти данные определяют нормативную и исходную базу для диагностики и прогнозирования технического состояния линейной части.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

В процессе эксплуатации трубопровода необходимо постоянное наблюдение и контроль за состоянием трассы, элементов трубопроводов и деталей трубопроводов. Вид и объемы обследования должны соответствовать ФНиП «Правилам безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» и включает в себя следующие виды контроля:

- наружный осмотр;
- ревизия трубопроводов;
- техническая диагностика.

Периодичность осмотра путем обхода, объезда устанавливается руководством ООО «Газпромнефть-Хантос» в зависимости от местных условий, сложности рельефа трассы, времени года и срока эксплуатации в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером-первым заместителем генерального директора.

Периодичность и объемы ревизии устанавливается руководством ООО «Газпромнефть-Хантос» в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии и необходимости обеспечения безопасной и безаварийной эксплуатации в период между ревизиями, но не реже одного раза в 8 лет.

Наружные осмотры подразделяются на: плановые, контрольные и внеочередные.

Плановые наружные осмотры трубопроводов проводятся обслуживающим персоналом путем наблюдения за состоянием трассы, элементов трубопроводов и их деталей, находящихся на поверхности земли.

При обнаружении во время осмотра процессов, приводящих к снижению надежности трубопровода (размыв траншеи), периодичность осмотров сокращается в зависимости от интенсивности обнаруженного процесса и степени влияния на надежность работы трубопровода.

Результаты плановых наружных осмотров должны фиксироваться в вахтенном журнале.

Контрольный осмотр проводится не реже одного раза в год специально назначенным человеком. Время осмотра приурочивается к одному из очередных ремонтов.

Результаты контрольных осмотров и замеров толщин стенок трубопровода должны фиксироваться в документах соответствующих служб технического надзора и вноситься в паспорт трубопровода.

Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, в случае визуального обнаружения утечки продукта, обнаружения по показаниям манометров падения давления в трубопроводе, отсутствия баланса транспортируемого продукта.

Правила проведения наружных осмотров и их основные моменты изложены в п.58 , периодичность наружных осмотров в п. 57 ФНиП «Правил безопасной эксплуатации

Изн. №подл.	Подп. и дата	Взам. Изн. №					Лист
33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист	
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	53	

В состав технической диагностики входят следующие виды контроля:

- состояние наружного изоляционного покрытия согласно ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-05*;
- ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопроводов;
- контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод);
- контроль состояния наружной поверхности труб и деталей (визуально).

При проведении технической диагностики контроль осуществляется на открытых участках трубопроводов, а на участках подземной прокладки - в специально разрабатываемых шурфах.

В случае обнаружения опасных дефектов (уменьшение толщины стенки, коррозионные повреждения и т.п.) производится дополнительный контроль в обе стороны от обнаруженного дефекта для выявления границ опасного участка.

Объем и способы контроля должны соответствовать требованиям ФНиП «Правил безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов».

Результаты технической диагностики оформляются соответствующими документами согласно требований «Правил безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» и заносятся в паспорт трубопровода.

По результатам проведенного контроля технического состояния трубопроводов разрабатывается график текущих и капитального ремонтов трубопроводов, а также корректируется периодичность и объемы по проведению очередного контроля технического состояния.

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую приборную диагностику на потенциально опасных участках трубопроводов согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (на участках пересечений с водными преградами, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов. В случае выявления дефектных участков провести дополнительно контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским или др. При этом выявляются коррозионные термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, непровары сварных швов.

В процессе эксплуатации согласно ФНиП «Правил безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» предусмотрено проведение периодической ревизии и диагностики трубопровода и, в зависимости от состояния трубопроводной системы определяется необходимость, а также сроки и места проведения профилактических и реабилитационных работ.

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам.	Инд.	№
						Подп.	и дата	

По результатам диагностирования составляются графики ППР, что позволяет обеспечить длительную и безаварийную работу.

Для выполнения диагностического обследования трубопровода следует использовать методики и аппаратуру, регламентируемые для этих целей действующей нормативно-технической документацией.

Контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе проводят с использованием искателей повреждений АНПИ, УДИП-1М не ранее, чем через две недели после засыпки.

Контроль диэлектрической сплошности внутреннего покрытия проводится на всей поверхности трубы с помощью искрового дефектоскопа при электрическом напряжении не менее 2 кв на всю толщину покрытия в заводских условиях.

Определение дефектов изоляционного покрытия производится с помощью приборов типа АНПИ, УКИ, ПКИ, УДИП и др. Толщину защитного покрытия определяют с помощью толщиномеров МТ-10НЦ и МТ-50НЦ. Адгезию покрытия к металлу труб измеряют с помощью адгезиметров.

7.14 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, а также методов управления оборудованием

Количество и качество оборудования определено с учетом:

- требований промышленной безопасности, установленными нормативными документами Ростехнадзора РФ, а также нормативными документами по стандартизации;
- конкретных условий их работы (производительности, вязкости, плотности, давления, степени коррозионного воздействия среды);
- ресурса и срока эксплуатации, порядка технического обслуживания, ремонта и диагностирования.

7.15 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы

Сочетания нагрузок установлены из анализа реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок (постоянных, длительных временных, кратковременных, особых) на проектируемые трубопроводы. Для проектируемых трубопроводов подземной прокладки приняты основные сочетания нагрузок, состоящие из постоянных, временных длительных и кратковременных. Постоянные нагрузки – собственный вес трубопровода, предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю). Длительные нагрузки - внутреннее давление транспортируемого продукта, вес транспортируемого продукта, температурный перепад металла стенок трубы. Кратковременные нагрузки – нагрузки при испытании трубопровода. Т.к. Принятые сочетания нагрузок включают постоянные нагрузки и

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										56						

более двух временных нагрузок, коэффициент сочетания для длительных нагрузок принят равным 0,95, для кратковременных нагрузок – 0,9.

Основные нагрузки и воздействия, действующие на трубопроводы:

- силовые нагружения – внутреннее давление среды, собственный вес трубопровода, вес транспортируемого продукта;

- деформационные нагружения – температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб).

Внутреннее давление

Внутреннее давление среды стальных нефтепроводов принято согласно задания на проектирование $P=2,5$ МПа. Возможность увеличения давления в процессе эксплуатации учитывается коэффициентом надежности по нагрузке $\gamma_f=1,15$.

Вес трубопровода

Вес трубопроводов принят:

- диаметром 219x18 – $q_{тр} = 89,23$ кг/м;
- диаметром 325x24 - $q_{тр} = 178,16$ кг/м;
- диаметром 273x22 - $q_{тр} = 136,18$ кг/м;
- диаметром 168x14 - $q_{тр} = 53,17$ кг/м;
- диаметром 114x12 - $q_{тр} = 30,19$ кг/м;
- диаметром 159x6 - $q_{тр} = 22,64$ кг/м;
- диаметром 89x10 - $q_{тр} = 19,48$ кг/м.

7.16 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

Необходимый уровень конструктивной надежности проектируемых трубопроводов обеспечен путем категорирования трубопроводов и их участков в зависимости от назначения и определения коэффициентов надежности, определяющих вероятностный характер различных факторов, влияющих на несущую способность трубопроводов.

Проверка на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении выполнена из условий:

- для сжимающих продольных напряжений:

$$\frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{нр})^2 + (\sigma_{кц} + \gamma_f P)^2 + (\sigma_{нр} + \gamma_f P)^2} \leq R \quad (7.1)$$

- для растягивающих продольных напряжений:

$$\sigma_{нр} + \gamma_f P \leq R, \quad (7.2)$$

Изм.	№ подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
				33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						
Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата					

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, мПа,

$$\sigma_{кц} = \frac{\gamma_f PD_{вн}}{2\delta} \quad (7.3)$$

где $\sigma_{нр}$ – продольные осевые напряжения от расчетных нагрузок, МПа,

$$\sigma_{нр} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{\gamma_f PD_{вн}}{2\delta} \quad (7.4)$$

где γ_f – коэффициент надежности по нагрузке,

R – расчетное сопротивление металла труб, мПа,

$$R = \frac{R_{yn} \gamma_c}{0,9 \gamma_n}, \quad (7.5)$$

где R_{yn} – нормативное сопротивление, принимается равным минимальному значению предела текучести материала труб, $R_{yn} = \sigma_T$, МПа;

γ_c – коэффициент условий работы трубопровода,

γ_n – коэффициент надежности по назначению

Исходные данные и результаты расчетов на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении приведены в таблице 7.8.

Таблица 7.8 – Исходные данные и результаты расчетов на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении

Исходные данные		
Диаметр трубы наружный, Dн, мм	219	325
Толщина стенки трубы, δ, мм	18	24
Рабочее давление, P, МПа	25	25
Предел текучести материала труб, $R_{yn} = \sigma_T$, МПа	372	372
Коэффициент линейного расширения металла трубы, α , град ⁻¹	0,000012	
Модуль упругости стали, E, МПа	206000	
Коэффициент Пуассона, μ	0,3	
Коэффициент надежности по нагрузке, γ_f	1,15	
Коэффициент условий работы трубопровода, γ_c	0,767	0,767
Результаты расчетов		
Кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, $\sigma_{кц}$, МПа	58,36	168,01

Изм. №подл.

Подп. и дата

Взам. Инв. №

Продольные осевые напряжения от расчетных нагрузок, σ_{np} , МПа	-160,48	-134,14
Расчетное сопротивление металла труб, R, МПа	317,03	317,03
Проверка на прочность для сжимающих продольных напряжений $\frac{1}{\sqrt{2}}\sqrt{(\sigma_{кц} - \sigma_{np})^2 + (\sigma_{кц} + \gamma_f P)^2 + (\sigma_{np} + \gamma_f P)^2} \leq R$	74,86 < 317,03	101,19 < 317,03
Условие прочности	выполняется	

Проверка общей устойчивости трубопроводов в продольном направлении выполнена по условию:

$$S \leq \gamma_c N_{кр} \quad (7.6)$$

где S – эквивалентное сжимающее продольное осевое усилие в сечении трубопровода, кгс;

$N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, кгс.

γ_c – коэффициент условий работы трубопровода.

Эквивалентное сжимающее продольное осевое усилие при минимальном радиусе упругого изгиба $\rho \geq 1000 D_n$ определено по формуле:

$$S = 100((0,5 - \mu)\sigma_{кц} + \alpha E \Delta t) F, \quad (7.7)$$

где $\sigma_{кц}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, мпа;

A – коэффициент линейного расширения металла трубы;

Δt – расчетный температурный перепад, °C;

F – площадь поперечного сечения трубы, см²;

M – коэффициент Пуассона.

Минимальное критическое продольное усилие определено для подземных участков трубопроводов, имеющих углы поворота, обращенные выпуклостью вверх, кгс:

$$N_{кр} = 0,375 q_{пр} \rho \quad (7.8)$$

где $q_{пр}$ – предельное сопротивление грунта поперечным вертикальным перемещениям трубопровода, кгс/см

$$q_{пр} = q_{п.т.} + \gamma_{гр} q_{пр.гр} \quad (7.9)$$

где $q_{п.т.}$ – положительная плавучесть трубопровода, кгс/см;

$q_{пр.гр.}$ – предельная удерживающая способность грунта вертикальным поперечным перемещениям (уровень стояния воды ниже уровня земли), кгс/см;

R – минимальный радиус упругого изгиба трубопровода, м.

Ив. №подл.	Подп. и дата	Взам. Ив. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
							59

7.17 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны

Предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки труб не должны превышать указанных в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки

Предельные отклонения для труб точности изготовления, %			
По наружному диаметру		По толщине стенки	
Повыш.	Обыч.	Повыш.	Обыч.
±0,8	±1,0	±12,5	+12,5/-15,0

Овальность и разностенность труб не должны выводить размер труб за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки. Овальность концов труб не должна превышать 1%. Кривизна любого участка трубы на 1 м длины не должна превышать 1,5 мм. Общая кривизна трубы не должна превышать 0,15% от длины трубы.

Овальность и разностенность труб не должны выводить размер труб за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки. Овальность концов труб не должна превышать 1%. Кривизна любого участка трубы на 1 м длины не должна превышать 1,5 мм. Общая кривизна трубы не должна превышать 0,15% от длины трубы.

7.18 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам и физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Значения коэффициентов, принятых для расчета, приведены в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Коэффициенты надежности

Наименование	Значение
Коэффициент надежности по назначению трубопровода, γ_n	1,10
Коэффициент условий работы трубопровода, γ_c	0,767
Коэффициент надежности по материалу, γ_m	1,15
Коэффициент надежности по нагрузке, γ_f	1,15
Коэффициент надежности по нагрузке для грунтов, γ_{cp}	1,2

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. №	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											60

8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Для проектируемых трубопроводов электроэнергия не используется, проектной документацией мероприятия по энергосбережению не предусматриваются.

Инв. №поддл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001			

9 Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов

Строительно-монтажные работы осуществляются с использованием грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов, зарегистрированных в территориальном органе Ростехнадзора и имеющих допуск к работе.

Потребность в строительных машинах и механизмах определена в целом по строительству на основании физических объемов работ и эксплуатационной производительности машин, имеющихся в строительном-монтажных организациях генподрядчика. Количество, тип оборудования, транспортных средств и механизмов, использованных в строительстве приведены в Разделе «Проект организации строительства».

Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, имеющимися у подрядчика, с аналогичными характеристиками.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
							62
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					

10 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах

Добыча, сбор, транспорт нефти и газа относятся к производству с повышенной опасностью. Опасности обусловлены наличием взрывопожароопасных веществ, которые создают реальную угрозу возникновения аварии с негативными последствиями для людей и окружающей среды.

В проекте разработаны мероприятия, обеспечивающие безаварийные и безопасные условия эксплуатации объектов системы сбора, транспорта нефти.

К этим мероприятиям относятся:

- герметизация технологических процессов добычи, сбора, транспорта нефти;
- материальное исполнение оборудования, труб соответствует требованиям нормативных документов. Все технические средства, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, применяемые в проектной документации, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение;

- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний между сооружениями в соответствии с действующими нормативами;

- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры;

- проверка исправности специальных устройств и приспособлений для пожаротушения и ликвидации возможных аварий, обучение обслуживающего персонала правилам работы с этими устройствами;

- периодическое проведение учений по ликвидации возможных аварий и загораний;

Бригады, выполняющие работы, должны иметь аптечку с необходимым запасом медикаментов и перевязочных материалов по установленному перечню. Весь производственный персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники 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.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										63						

К работе на опасных производственных объектах допускаются работники, прошедшие, кроме обязательных медосмотров, обязательное психиатрическое обследование, согласно Постановлению Правительства РФ от 23.09.2002г. №695.

К работе с вредными условиями труда (вредные, опасные вещества и производственные факторы) допускаются работники, прошедшие периодические медицинские осмотры и не имеющие медицинских противопоказаний. При приеме на работу с вредными условиями труда обязательно проведение предварительного медосмотра. Противопоказания устанавливаются конкретно для каждого вредного (опасного) вещества и производственного фактора согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12 апреля 2011 года №302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда». Таким образом, основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве.

При организации и производстве работ на объектах системы сбора и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д. Все работники, обслуживающие объекты системы сбора и транспорта нефти, газа и воды, обязаны твердо знать и строго выполнять правила и инструкции по безопасности, по охране труда, пожарной безопасности и требования норм производственной санитарии.

Таким образом, основным направлением работ по охране труда должно быть планомерное осуществление комплекса организационных и технических мероприятий, обеспечивающих создание здоровых и безопасных условий труда и поддержание порядка на производстве. При организации и производстве работ на объектах системы сбора и транспорта нефти, газа и воды должна учитываться специфика производства, определяемая опасными свойствами транспортируемых компонентов: токсичностью, испаряемостью, способностью электризоваться, взрывоопасностью, пожароопасностью, коррозионной активностью и т.д. Все работники, обслуживающие объекты системы сбора и транспорта нефти, газа и воды обязаны твердо знать и строго выполнять правила и инструкции по безопасности, охране труда, пожарной безопасности и требования норм производственной санитарии.

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001						Лист
										64						

13 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов

Технологический процесс сбора и транспорта продукции скважин связан с рядом опасных факторов: высокое давление, большие объемы взрывопожароопасных веществ – попутного нефтяного газа и нефти, их токсичность.

К самостоятельной работе допускаются лица, достигшие восемнадцатилетнего возраста, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью.

Обслуживающий персонал должен проходить обучение, инструктаж, и проверку знаний по охране труда.

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, являются:

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ);
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

Проектной документацией предусмотрены ограждения, закрывающие доступ со всех сторон к потенциально опасным местам объектов системы сбора и транспорта продукции скважин.

Защита от статического электричества и молниезащита обеспечивают безопасное обслуживание и ремонт оборудования, электроустановок, приборов и щитов.

Для исключения возможных аварийных ситуаций, взрывов, пожаров, травмирования людей необходимо соблюдение правил безопасного ведения технологического процесса.

Необходимо проведение систематического осмотра (по графику) трассы с целью контроля состояния линейной части, арматуры и сооружений.

При эксплуатации сооружений системы сбора продукции скважин необходимо строгое соблюдение следующих требований пожарной безопасности:

- запрещается использование противопожарного инвентаря и первичных средств пожаротушения для других нужд, не связанных с их прямым назначением;

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;
- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устьев скважин, в блоках дозирования реагента, замерных установок;
- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;
- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;
- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

При проведении ремонтных работ рабочие должны быть соответственно экипированы, а рабочие места подготовлены в соответствии с требованиями техники безопасности.

Производство огневых работ должно осуществляться по наряду-допуску на проведение огневых работ.

Перед началом проведения огневых работ на трубопроводах необходимо продуть открытую траншею, взять анализ воздуха для определения возможности ведения в ней огневых работ.

Места производства работ, установки сварочных аппаратов должны быть очищены от горючих материалов в радиусе 5 метров. Расстояние от сварочных аппаратов и баллонов с пропаном и кислородом до места производства работ должно быть не менее 10 метров. Баллоны с пропаном и кислородом должны находиться в вертикальном положении, надежно закрепляться не ближе 5 м друг от друга.

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;
- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

Принятые в проектной документации решения соответствуют требованиям действующих законодательных актов, норм и правил РФ и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию нефтепровода при соблюдении мероприятий, предусмотренных проектной документацией.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата

В соответствии с действующими санитарными правилами при осуществлении производственного контроля за соблюдением санитарных правил администрацией строительства следует предусмотреть:

- соответствие санитарным требованиям устройства и содержания объекта;
- соответствие технологических процессов и оборудования нормативно-техническим документам по обеспечению оптимальных условий труда на каждом рабочем месте;
- соблюдение санитарных правил содержания помещений и территории объектов, условий хранения, применения, транспортирования веществ I – II классов опасности, ядохимикатов;
- соответствие параметров физических, химических, физиологических и других факторов производственной среды оптимальным или допустимым нормативам на каждом рабочем месте;
- обеспечение работающих средствами коллективной и индивидуальной защиты, спецодеждой, бытовыми помещениями и их использование;
- разработку и проведение оздоровительных мероприятий по улучшению условий труда, быта, отдыха работающих, по профилактике профессиональной и производственно-обусловленной заболеваемости;
- организацию и проведение профилактических медицинских осмотров, выполнение мероприятий по результатам осмотров;
- определение контингентов, подлежащих предварительным и периодическим медицинским осмотрам, флюорографическим обследованиям и др., участие в формировании планов медосмотров;
- правильность трудоустройства работающих (по заключению ЛПУ);
- правильность организации профилактического питания, лечебно-профилактических и оздоровительных процедур (например, при работе с виброинструментом, напряжением органов зрения и др.).

Кратность проведения производственного контроля, включая лабораторные и инструментальные исследования и измерения, планируется в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. №	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											69

14 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Описание снижения токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов приведено в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв. №подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №					Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	

15 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сброса вредных веществ в окружающую среду

Для обеспечения безаварийной эксплуатации реконструируемых трубопроводов, сокращения выбросов вредных веществ в окружающую среду проектной документацией предусмотрено:

- однотрубная герметизированная система сбора и транспорта нефти;
- применение труб с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием;
- защита трубопроводов от почвенной, атмосферной и внутренней коррозии;
- прокладка трубопроводов в единых технологических коридорах;
- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний между сооружениями в соответствии с действующими нормативами;
- контроль, автоматизация и управление технологическими процессами;
- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб.
- защита оборудования и трубопроводов от статического электричества путем заземления.

Для привлечения внимания к непосредственной опасности, предупреждения о возможной опасности, исключения возможности повреждения трубопроводов по трассе на углах поворота трассы, на пересечениях с подземными коммуникациями установлены опознавательные и запрещающие знаки.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №		3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001	Лист
											71

16 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению приведено в разделе «Перечень мероприятий по охране окружающей среды».

Инв. №поддл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №							Лист
Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001			

Перечень нормативно-технической документации

- Федеральный закон от 20.06.1997г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменениями на 13 июля 2015 года);
- Федеральный закон от 22.07.2008г №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменениями на 13 июля 2015 года);
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 №534;
- ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;
- ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация;
- Правила устройства электроустановок;
- СП 20.13330.2016 «Нагрузки и воздействия»;
- СП 131.13330.2019 «Строительная климатология»;
- СП 45.13330.2017 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;
- ГОСТ 55990-2014 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования»;
- СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- СП 20.13330.2011 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*;
- СП 28.13330.2012 Защита строительных конструкций от коррозии. Актуализированная редакция СНиП 2.03.11-85;
- СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы;
- ВСН 012-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №	Инв. №	3ЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001		Лист
										75		

Приложение А (обязательное) Гидравлический расчет

Гидравлический расчет нефтегазосборных трубопроводов

Перекачиваемая среда: газодонефтяная жидкость.

Плотность нефти – 870 кг/м³.

Динамическая вязкость сепарированной нефти при 20 °С – 21 мПа*с.

Газовый фактор – 44 м³/т.

Гидравлический расчет выполнен согласно динамики добычи на 2030 г. (максимум добычи жидкости)

Таблица 1 – Результаты гидравлического расчёта

Участок трубопровода	Расход, м ³ /сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
К804 – Узел №8.1 (ш.ХНТ19-23)	426	96,6	1871	273	8	0,1	40,00	0,5	0,88	0,88	0,0
К8.1 – Узел 8.1 (ш.ХНТ19-20)	1323	78,0	86,1	219	8	0,1	40,00	0,8	0,98	0,98	0,0
Узел № 8.1 – Узел № 8.2 (ш.ХНТ19-20)	2000	84,3	286,4	325	8	0,1	39,54	0,7	0,98	0,97	0,01
Узел № 8.2 – К8 (ш.ХНТ19-20)	1980	97,8	112,6	159	8	0,1	40,00	1,5	0,98	0,97	0,01
Узел № 8.2 – Узел № 803 (ш.ХНТ19-17)	3510	91,01	1500	325	8	0,1	39,57	0,7	0,97	0,95	0,02
К8 – Уз.803.1 (ш. 1156ЮНГП)	470,05	91,01	1459	159	8	0,1	38,94	0,5	0,97	0,95	0,02
К803 – Узел № 803 (ш.ХНТ19-17)	297	51,00	637,1	159	8	0,1	40,00	0,4	0,96	0,95	0,01
К802 – Узел № 803 (ш.ХНТ19-17)	3631	84,0	205,8	219	8	0,1	40,00	1,7	0,98	0,95	0,03
Узел № 803 – Узел №803.1 (ш.ХНТ19-17)	474,86	86,00	37,1	159	8	0,1	40,00	0,5	0,95	0,95	0,0
Узел № 803 – Узел № 19.1 (ш.ХНТ19-17)	6963	86,00	2352,1	325	8	0,1	39,31	1,7	0,95	0,82	0,13

Изм. №подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №

Участок трубопровода	Расход, м ³ /сут	Объ-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
Узел №803.1 – Узел №19 (ш. 1156ЮНГП)	944,93	88,5	2241	159	8	0,1	39,55	1,0	0,95	0,83	0,12
К 7 – Узел №19 (ш. 1159ЮНГП)	679	81,9	2024	159	8	0,1	39,68	0,8	0,90	0,83	0,07
Узел №19.1 – узел №19 (ш.ХНТ19-17)	497,22	85,73	61,27	159	8	0,1	38,69	0,5	0,83	0,83	0,0
Уз. №19 – Уз. №1 (ш. 1174ЮНГП)	1126,7	85,73	1672	219	8	0,1	38,74	0,6	0,83	0,80	0,03
К 2 – Уз. №1 (ш. 1156ЮНГП)	2894,8	94,47	1255	219	8	0,1	39,57	1,3	0,88	0,80	0,08
Уз. №1 – Уз. №2 (ш. 1174ЮНГП)	3044,4	92,02	1412	273	8	0,1	38,92	1,0	0,80	0,76	0,04
Узел № 19.1 – Узел № 1.1 (ш.ХНТ19-17)	7460	85,97	1635,2	426	10	0,1	39,19	1,0	0,83	0,80	0,03
К2.2 – Узел № 2.1 (ш.ХНТ19-17)	809	79,0	345,8	219	8	0,1	40,00	0,4	0,94	0,94	0,0
К2.1 – Узел № 2.2 (ш.ХНТ19-20)	7612	95,1	365,48	273	8	0,1	39,98	2,1	0,94	0,89	0,05
Узел № 2.2 – Узел № 1.1 (ш.ХНТ19-17)	5143,1	94,47	1397,2	273	8	0,1	39,93	1,5	0,88	0,80	0,08
Узел № 1.1 – Узел № 26 (ш.ХНТ19-17)	13581	89,63	791,2	426	10	0,1	39,36	1,8	0,80	0,76	0,04
Узел №1.1 – узел № 1 (ш.ХНТ19-17)	977,17	92,02	226,23	219	8	0,1	39,18	0,4	0,80	0,80	0,0
К203 – Узел № 26 (ш.ХНТ19-23)	906,0	85,40	2369	219	8	0,1	40,00	0,5	0,79	0,76	0,03
Узел № 26 – УДР УС (ш.ХНТ19-17)	3679,8	84,12	333,9	426	10	0,1	39,26	0,6	0,76	0,76	0,0

Изм. №подл.

Подп. и дата

Взам. Инв. №

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

77

Изм. Колуч. Лист №док Подп. Дата

Участок трубопровода	Расход, м ³ /сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
УДР УС - Узел №2 (ш. 1136ЮНГП)	593,75	92,02	192	273	8	0,1	39,51	0,3	0,76	0,76	0,0
К1 – УДР УС (ш. 1136ЮНГП)	3085,9	82,6	990	273	8	0,1	40,00	1,1	0,79	0,76	0,03
Узел № 2 – Узел № 23 (ш. 1174ЮНГП)	2450,6	92,02	2028	325	8	0,1	39,14	0,5	0,76	0,75	0,01
К6 – Узел № 24 (ш. 1158 ЮНГП)	894	94,9	2734	159	8	0,1	40,00	0,7	1,54	1,44	0,10
К1.2 – Узел № 24 (ш.1157ЮНГП)	1220	23,66	226	159	8	0,1	40,00	2,1	1,50	1,44	0,06
В13 Узел № 24 – Узел № 25 (тр. По 1157)	2114	53,79	405	159	8	0,1	38,34	2,2	1,44	1,17	0,27
В12 К1.1 – Узел № 25 (тр. По 1157)	2063	50,45	293	219	8	0,1	40,00	1,1	1,19	1,17	0,02
В11 Узел № 25 – Узел № 23 (тр. По 1157)	4177	52,14	615	219	8	0,1	39,36	2,8	1,17	0,75	0,42
Узел №26. – Узел 27 (ш.ХНТ19-17)	18166	88,30	1015,7	530	10	0,1	39,34	1,6	0,76	0,73	0,03
К101 - Узел № 101 (ш.ХНТ19-19)	486	79,0	143,5	159	8	0,1	40,00	0,6	0,75	0,75	0,0
К102 – Узел № 101 (ш.ХНТ19-19)	2306	81,0	494,7	219	8	0,1	40,00	1,6	0,77	0,75	0,02
Узел № 101 – Узел № 27 (ш.ХНТ19-19)	2792	80,65	474,1	273	8	0,1	39,96	1,2	0,75	0,73	0,02
Узел № 27 – Узел № 28 (ш.ХНТ19-17)	20958	87,3	1141,4	530	10	0,1	39,29	1,9	0,73	0,69	0,04
К 601 – узел №601 (ш.ХНТ19-21)	1286	85,0	2232,3	219	8	0,1	40,00	0,7	0,82	0,77	0,03
Узел №601 – узел №28 (ш.ХНТ19-17)	1286	85,0	3885,1	219	8	0,1	38,51	0,8	0,77	0,69	0,08
Уз. №23 – Уз. №3 (ш.1174ЮНГП)	6627,7	66,9	977	325	8	0,1	38,51	2,3	0,75	0,66	0,09

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инва. № подкл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

Участок трубопровода	Расход, м ³ /сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
К5.1 – Узел № 5.1 (ш.ХНТ19-20)	1104	90,0	356,3	219	8	0,1	40,00	1,2	0,81	0,78	0,03
К 5 – Уз. №3 (ш. 1157ЮНГП)	2303,7	95,0	2779	219	8	0,1	39,09	1,1	0,78	0,66	0,12
Уз. №3 – Уз. №4 (ш. 1174ЮНГП)	8318	74,14	2641	426	10	0,1	39,25	1,8	0,66	0,56	0,10
Узел № 5.2 – Узел № 29 (ш.ХНТ19-17)	2282,3	95,0	2854,1	219	8	0,1	39,87	1,1	0,78	0,66	0,12
Узел №29 – узел №3 (ш.ХНТ19-17)	613,2	74,14	110	325	8	0,1	39,92	0,3	0,66	0,66	0,0
Узел № 29 – Узел № 402 (1 нитка) (ш.ХНТ19-17)	19829	87,55	1665,5	530	10	0,1	39,31	1,9	0,66	0,59	0,07
Узел № 29 – Узел № 402 (2 нитка) (ш.ХНТ19-17)	5310,8	87,55	1656,4	325	8	0,1	39,11	1,4	0,66	0,59	0,07
К 402 – узел №402 (ш.ХНТ19-36)	1257	84,00	1700	219	6	0,1	40,00	0,8	0,63	0,59	0,04
Узел №402 – узел №30 (1 нитка) (ш.ХНТ19-17)	20842	87,38	885,2	530	10	0,1	39,00	2,0	0,59	0,56	0,03
Узел №402 – узел №30 (2 нитка) (ш.ХНТ19-17)	5555	87,38	883,3	325	8	0,1	39,00	1,5	0,59	0,56	0,03
К4.1 – узел №4.1 (ш.ХНТ19-20)	1241	86,0	429,6	219	8	0,1	40,00	0,7	0,57	0,56	0,01
К4 – Узел № 4 (ш.1157ЮНГП)	3177	94,0	175	219	8	0,1	40,00	1,6	0,57	0,56	0,01
Узел№4.1 – К4 (ш.ХНТ19-20)	1867,8	91,75	130,2	219	8	0,1	40,00	1,0	0,56	0,56	0,0
узел № 4.1 – узел № 30 (ш.ХНТ19-17)	2550,2	91,75	118,1	273	8	0,1	39,82	1,3	0,56	0,56	0,0

Изм.	Копуч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Инва. №подкл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

33ЛУ-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-П3-001

Участок трубопровода	Расход, м ³ /сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
Узел №30 – узел №4 (ш.ХНТ19-17)	592,6	77,37	48,8	273	8	0,1	38,68	0,3	0,56	0,56	0,0
Узел № 4НСС – Уз.№5НСС (ш. 1174ЮНГП)	9593,3	77,37	1816	426	10	0,1	38,68	2,0	0,56	0,47	0,09
Узел № 30 – УДР-2 (1 нитка) (ш.ХНТ19-17)	23468	87,55	2509,3	530	10	0,1	39,32	2,0	0,56	0,42	0,14
Узел № 30 – УДР-2 (2 нитка) (ш.ХНТ19-17)	6071,2	87,55	2510,7	325	8	0,1	39,32	1,7	0,55	0,42	0,13
К3 – Узел № 5 (ш. 1157ЮНГП)	1302	84,21	1481	219	8	0,1	40,00	1,0	0,52	0,47	0,05
К 3.1 – узел № 3.1 (ш.ХНТ19-34)	495,01	62,0	333,9	159	6	0,1	40,00	0,8	0,53	0,52	0,01
Уз. №5 - УДР (ш. 1174ЮНГП)	10895	77,0	832	426	10	0,1	38,64	2,4	0,47	0,42	0,05
УДР-2 – УДР (ш.ХНТ19-17)	5756,1	87,55	274,1	530	10	0,1	38,83	0,5	0,42	0,42	0,0
УДР – УПН (ш. 1174ЮНГП)	16651	80,64	490	530	10	0,1	38,56	2,2	0,42	0,40	0,02
УДР-2 – УПН (ш.ХНТ19-17)	5020,7	87,55	566,3	530	10	0,1	38,98	1,4	0,42	0,40	0,02
УДР-2 – УПН (ш.ХНТ19-17)	18764	87,55	567,5	325	8	0,1	38,83	2,0	0,42	0,40	0,02

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата
Инва. №подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Объём, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
								в начале	в конце	
Юг										
К 26 – Узел № 21 (ш.ХНТ19-24)	498	10	2647,7	219	8	0,1	0,3	1,29	1,26	0,03
К 21 – Узел № 21 (ш.ХНТ19-24)	662	8	210	159	8	0,1	1,2	1,28	1,26	0,02
Узел № 21 – Узел № 34 (ш.ХНТ19-24*)	1160	8,86	1100	273	8	0,1	0,5	1,26	1,25	0,01
К 34 – узел № 34 (ш.ХНТ19-35*)	697	10,2	228,1	159	6	0,1	1,2	1,26	1,25	0,01
Узел №34 – Узел №18 (ш.ХНТ19-24*)	2252	9,5	2200	273	8	0,1	1,3	1,25	1,13	0,12
К 18.1 – т.вр. К 18.1 (К18) (ш.ХНТ19-34)	938	16	319	159	6	0,1	1,3	1,98	1,82	0,16
т.вр. К 18.1 (К 18) – Узел № 18 (ш.ХНТ19-18)	1637	21,1	1811,2	159	8	0,1	2,1	1,82	1,13	0,69
Узел № 18 – Узел № 20 (ш.ХНТ19-24)	3889	14,4	1321,7	325	8	0,1	1,5	1,13	1,05	0,08
К20 – Узел № 20 (ш.ХНТ19-24)	789	24	1066,0	159	8	0,1	1,4	1,18	1,05	0,03
Узел № 20 – Узел № 16 (ш.ХНТ19-24)	4678	16	1709,2	426	10	0,1	1,1	1,05	1,01	0,04
К 16.1 – т.вр. К 16.1 (К 16) (ш.ХНТ19-32)	906	43	325,1	219	6	0,1	1,4	1,08	1,03	0,05
т.вр. К 16.1 (К 16)– Узел № 16 (ш.ХНТ19-32)	1749	30	679,3	273	8	0,1	0,9	1,03	1,01	0,02
Узел № 16 – Узел № 22 (ш.ХНТ19-24)	6427	19,8	1737,7	426	10	0,1	1,5	1,01	0,94	0,07
К22 – Узел № 22 (на перспективу)	546	55	1000	219	8	0,1	0,8	1,00	0,94	0,06
Узел № 22 – Узел № 4Л (ш.ХНТ19-24)	6973	22,6	6097,6	426	10	0,1	1,9	0,94	0,61	0,33
К15 – Узел № 1Л (ш.ХНТ19-18)	907	44	2323,9	219	8	0,1	0,7	0,99	0,92	0,07

Изм.	Копуч.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. Инв. №			

Гидравлический расчет высоконапорных водоводов к скважинам 1ПО, 2ПО, 3ПО, 8ПО

Участок трубопровода	Номер участка	Расход, м ³ /сут	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
							в начале	в конце	
т.вр.скв.1ПО (К 1) – скв. 1ПО		423,5	1186	168	14	0,3	20,37	20,36	0,01
т.вр.скв.2ПО (К 17) – скв. 2ПО		212	165	89	10	0,7	20,50	20,49	0,01
т.вр.скв.3ПО (К 3) – скв. 3ПО		342,8	804	114	12	0,6	19,81	19,77	0,04
т.вр.скв.8ПО (К 8) – скв. 8ПО		363,0	954	114	12	0,6	19,32	19,26	0,06

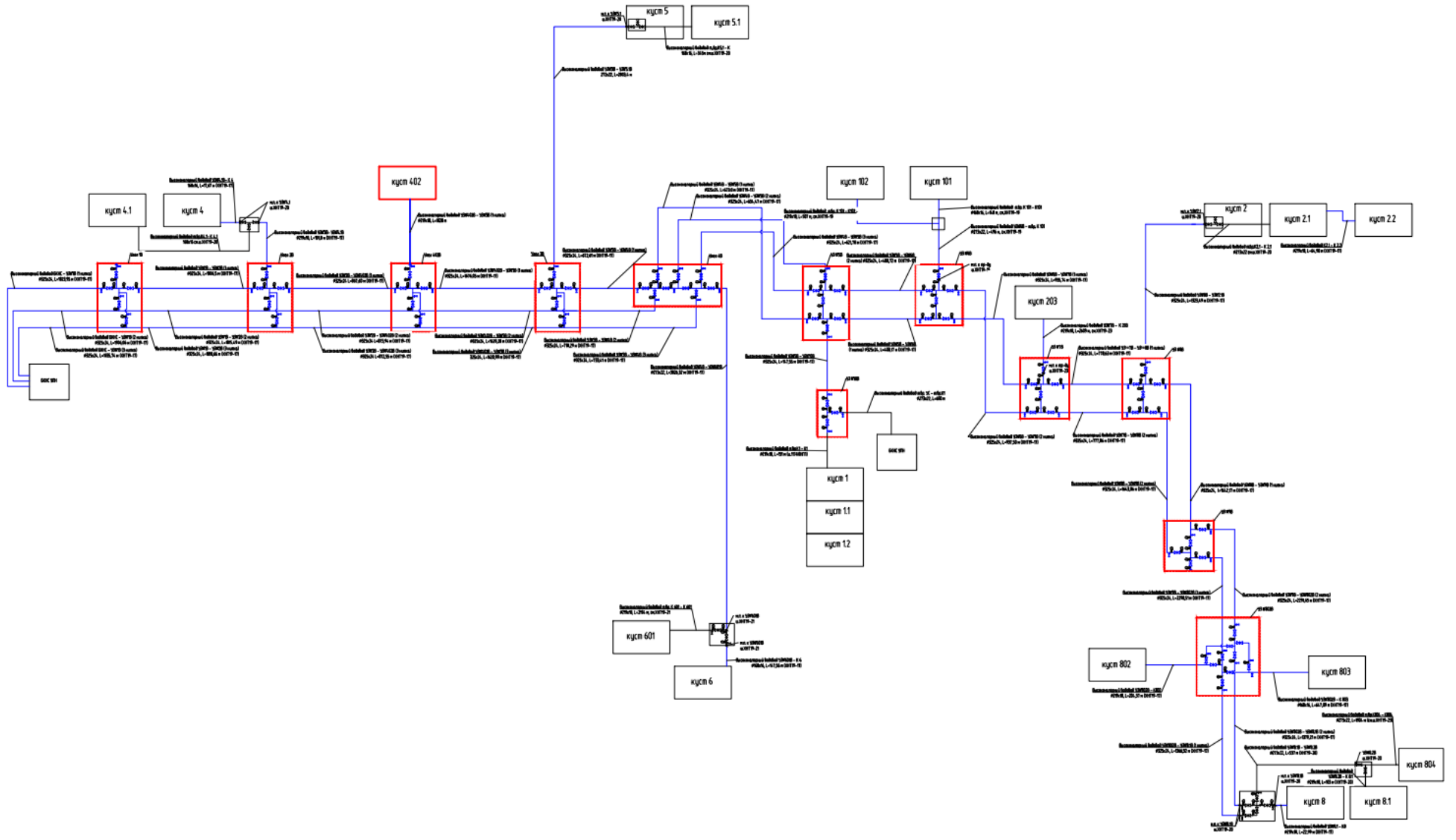
Инов. №подл.	Подп. и дата	Взам. Инов. №

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ИНФР.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

86



Приложение Б (обязательное) Расчет балластировки трубопроводов

1. Расчет балластировки нефтегазосборных трубопроводов

Таблица 1 – Результаты расчета балластировки для трубопровода Ø159x6 мм

Наименование	Ед. изм.	Значения для текстильных контейнеров
1 Наружный диаметр трубы	мм	159
2 Толщина стенки	мм	6
3 Вес 1 п/м трубопровода	Н/м	222,09
4 Вес изоляции	Н/м	23,66
5 Расчетная выталкивающая сила воды	Н/м	212,31
6 Плотность воды	кг/м ³	1000
7 Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при изгибе трубопровода	Н/м	-
8 Масса одного груза	кг	Балластировка не требуется
9 Плотность груза	кг/м ³	Балластировка не требуется
10 Нормативная интенсивность балластировки	Н/м	-137,9
11 Расстояние м/у грузами	м	Балластировка не требуется

2. Расчет балластировки высоконапорных водоводов

Таблица 1 – Результаты расчета балластировки для трубопровода Ø219x18 мм

Наименование	Ед. изм.	Значения для текстильных контейнеров
1 Наружный диаметр трубы	мм	219
2 Толщина стенки	мм	18
3 Вес 1 п/м трубопровода	Н/м	875,30
4 Вес изоляции	Н/м	32,40
5 Расчетная выталкивающая сила воды	Н/м	393,53
6 Плотность воды	кг/м ³	1000
7 Расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при изгибе трубопровода	Н/м	-
8 Масса одного груза	кг	Балластировка не требуется
9 Плотность груза	кг/м ³	Балластировка не требуется
10 Нормативная интенсивность балластировки	Н/м	-1702,59

Взам. Инв. №

Подп. и дата

Инв. №подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№док	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ИНФР.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

88

11 Расстояние м/у грузами

м

Балластировка не
требуется

3. Расчет балластировки футляров Ø426x10 мм высоконапорного водовода.

Таблица 4 – Результаты расчета балластировки для футляров Ø426x10 мм

Наименование	Ед. изм.	Значения для текстильных контейнеров
1 Наружный диаметр трубы	мм	426
2 Толщина стенки	мм	10
3 Длина футляра	м	74,1
4 Вес 1 п/м трубопровода	Н/м	1258,03
5 Вес изоляции	Н/м	77,69
6 Расчетная выталкивающая сила воды	Н/м	2221,81
7 Плотность воды	кг/м ³	1000
8 Масса одного груза	кг	1800
9 Плотность груза	кг/м ³	2400
10 Нормативная интенсивность балластировки	Н/м	1535,31
11 Расстояние м/у грузами	м	6,18
12 Количество пригрузов	шт.	12

Изм. №подл.

Подп. и дата

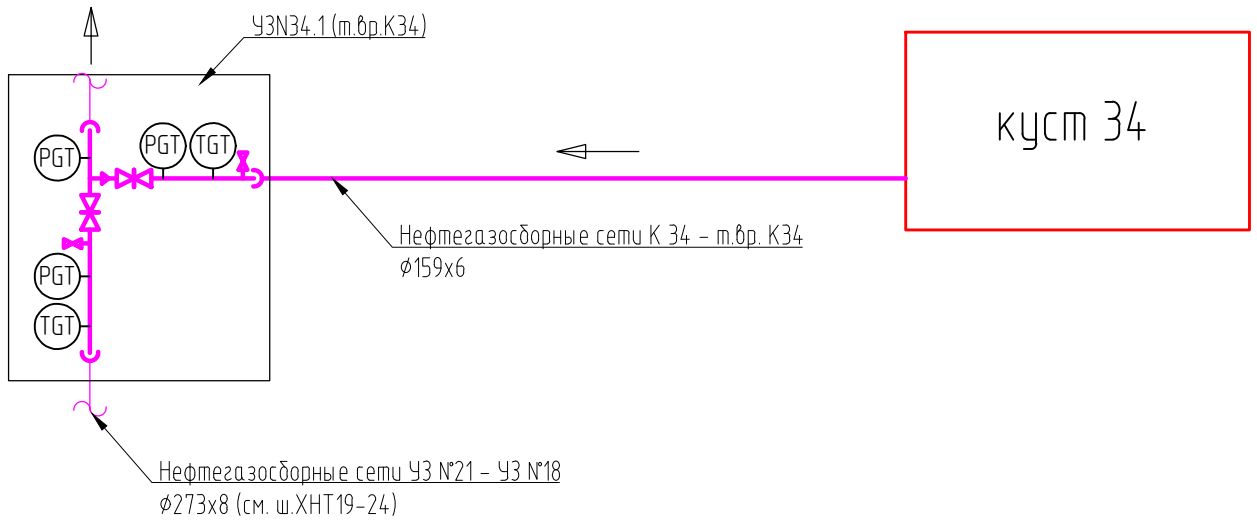
Взам. Инв. №






3ЗЛУ-ИНФР.2115-П-ИОС7.02.00-ПЗ-001

Лист

89

Изм. Колуч. Лист №док Подп. Дата



-  - трубопровод проектируемый по ш. ХНТ19-35
-  - куст проектируемый по ш. ХНТ 19-35
-  - датчик давления
-  - датчик температуры
-  - манометр

Согласовано






Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

33ЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-001

Куст скважин №34.Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка.Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО

Изм.	Кол.Уч	Лист	Индок	Подпись	Дата
Разраб.		Измайлова			04.2022
Проверил		Абдуллаева			04.2022
Нач. отд.		Нугуманов			04.2022
Н. контр.		Беркань			04.2022
ГИП		Даянов			04.2022

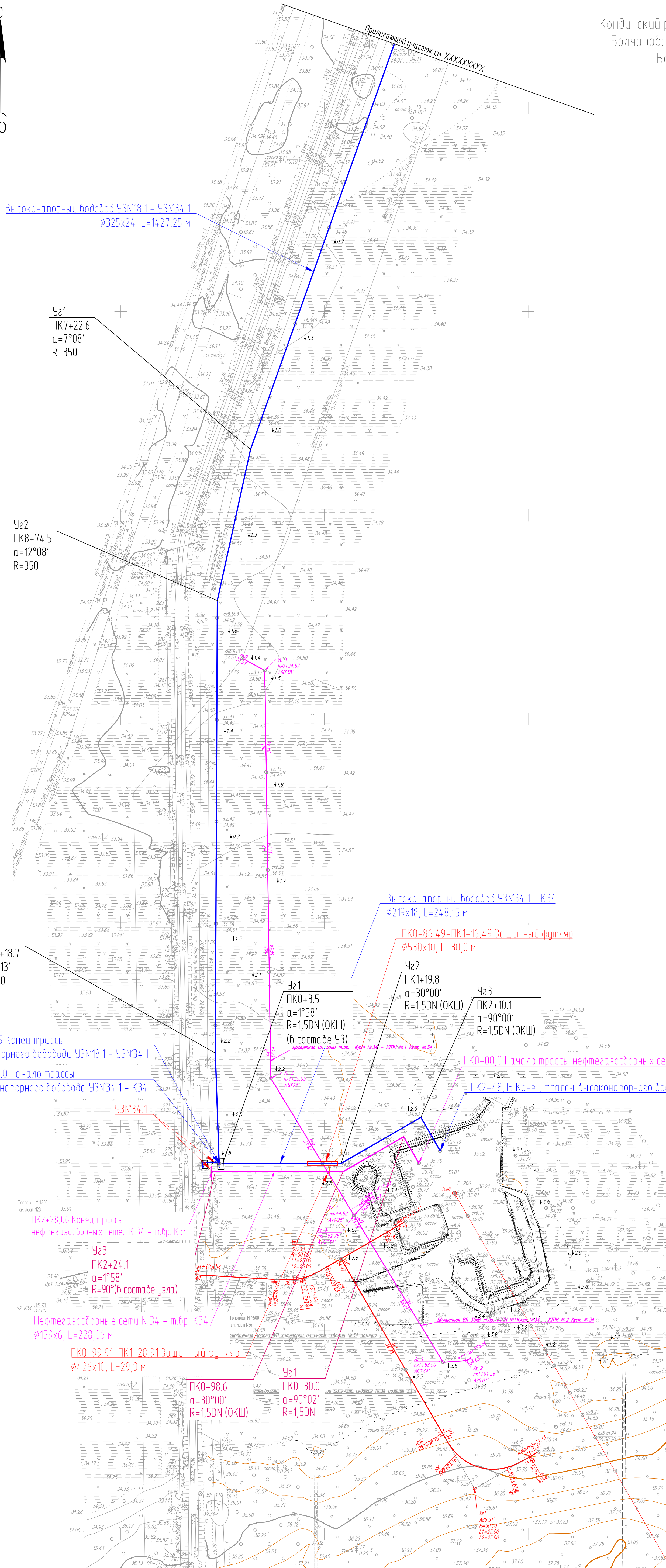
Нефтегазосборные сети К 34 - т.вр. К34

Принципиальная схема

Стадия	Лист	Листов
П	1	

ООО ЭПЦ "Трубопроводсервис"

План
Кондинский район, Кондинское лесничество,
Болчаровское участковое лесничество,
Болчаровское урочище



Ведомость углов поворотов трассы высоконапорного водовода УЗМ18.1 - УЗМ34.1 (конец)

Номер узла	Пикет узла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс T1, м	Тангенс T2, м	Кривая K, м	Бисектриса Б, м
ВУ1	ПК7+22.54	15188	300	Уг. 7°08'	18.70	18.70	37.35	0.58
ВУ2	ПК8+74.42	444.23	1,5Ду	Уг. 30°00'	0.12	0.12	0.24	0.02
ВУ3	ПК13+18.65	108.57	750	Уг. 2°13'	14.51	14.51	29.02	0.14

Ведомость углов поворотов трассы высоконапорного водовода УЗМ34.1 - К34.1

Номер узла	Пикет узла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс T1, м	Тангенс T2, м	Кривая K, м	Бисектриса Б, м
ВУ1	ПК0+03.48	116.30	1,5Ду	Уг. 1°58'	0.01	0.01	0.01	0.00
ВУ2	ПК1+19.77	90.37	1,5Ду	Уг. 30°00'	0.09	0.09	0.17	0.01
ВУ3	ПК2+10.15	38.00	1,5Ду	Уг. 90°00'	0.33	0.33	0.52	0.14

Ведомость углов поворотов трассы нефтегазосборных сетей К34 - т.вр. К34

Номер узла	Пикет узла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс T1, м	Тангенс T2, м	Кривая K, м	Бисектриса Б, м
ВУ1	ПК0+30.00	68.62	15Ду	Уг. 90°00'	0.23	0.23	0.36	0.10
ВУ2	ПК0+98.62	125.49	15Ду	Уг. 30°00'	0.06	0.06	0.12	0.01
ВУ3	ПК2+24.11	3.95	15Ду	Уг. 1°58'	1.00	1.00	2.01	0.00

1. Высоконапорный водовод проложить на глубине не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.
2. Оповестительные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в начале и конце защитных футляров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат - ГСК 2011
4. Система высот - Балтийская 1977 г.
5. Сечение рельефа горизонтальными - через 0,5 м.
6. Данный лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020г.

Составлено	
Изд. №	погр. и дата
Взам. инв. №	
Инд. №	подп. и дата

33/У- ПКС.2115-П-ИОС.7.02.00-ГЧ-002	
Кусты скважин №34. Обустраиваемый объект эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погружно-разгрузочная площадка в районе ТПО	
Изм.	Код.Уч.
Лист	№доп.
Подрис.	Дата
Разработал	Губозуев И.И.
Проверил	Абулгалеев Г.И.
Нач.отд.	Нузуманов А.И.
Н.контр.	Берханов Ш.И.
ГИП	Данюев С.И.
Высоконапорный водовод УЗМ18.1-УЗМ34.1(конец)	
Высоконапорный водовод УЗМ34.1-К34	
Нефтегазосборные сети К34 - т.вр. К34	
Стария	Лист
П	2
Планы трасс М 1:2000	
000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"	

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
	Оборудование площадки скважины №1ПО			
№1ПО	Устье скважины нагнетательной	1	Тип фонтанной арматуры АФК 65х350	не входит в комплект проектной документации
КШД	Кран шаровый дроссельный	1	DN65, PN350	

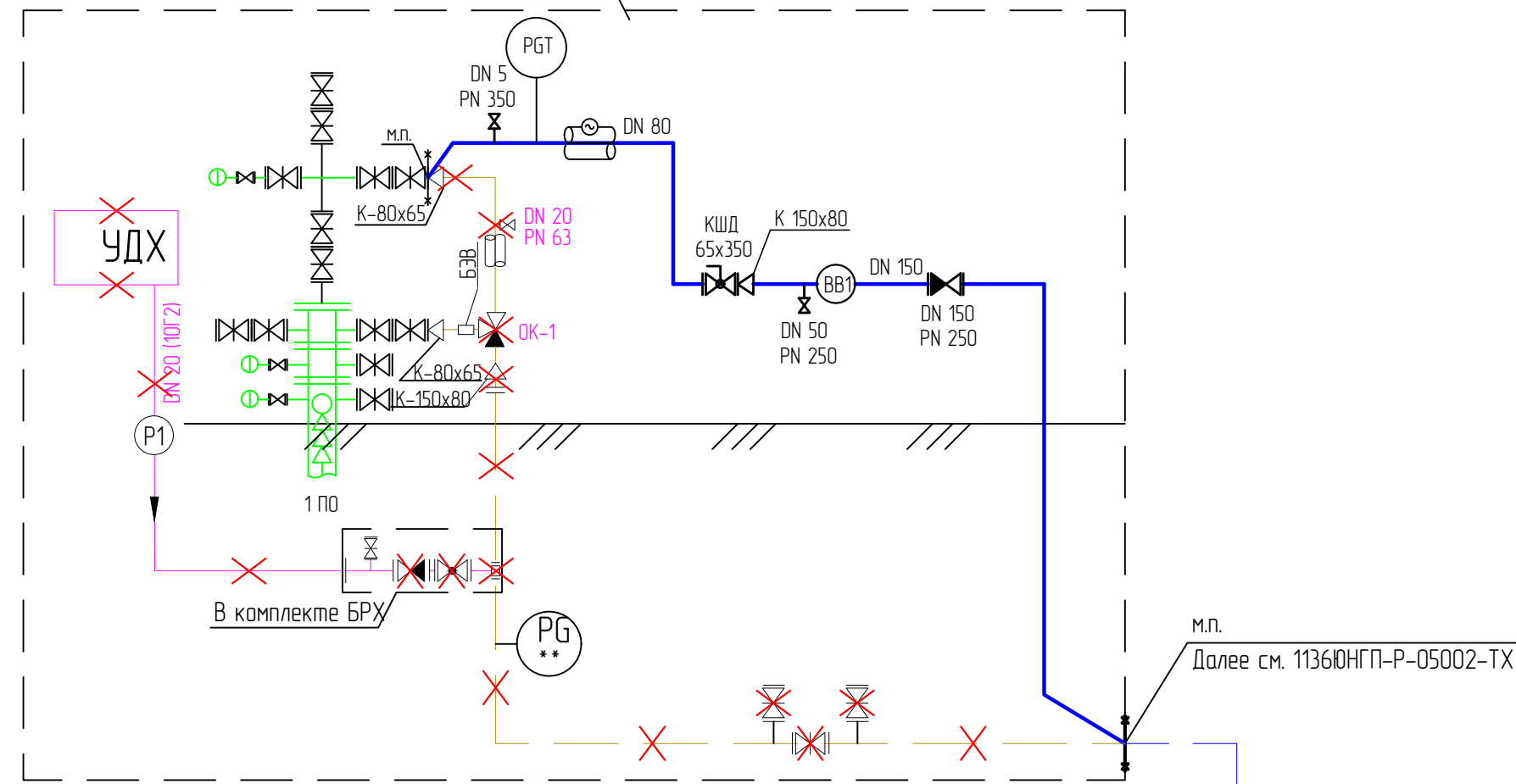
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин
	Высоконапорный водовод от водозаборных скважин
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный коллектор
	Трубопровод сброса с предохранительных клапанов
	Трубопровод дренажа
	Трубопровод реагента
	Задвижка клиновья
	Клапан (затвор) обратный
	Тепловая изоляция
	Тепловая изоляция и электрообогрев
	Граница проектирования
	Демонтаж существующих сооружений

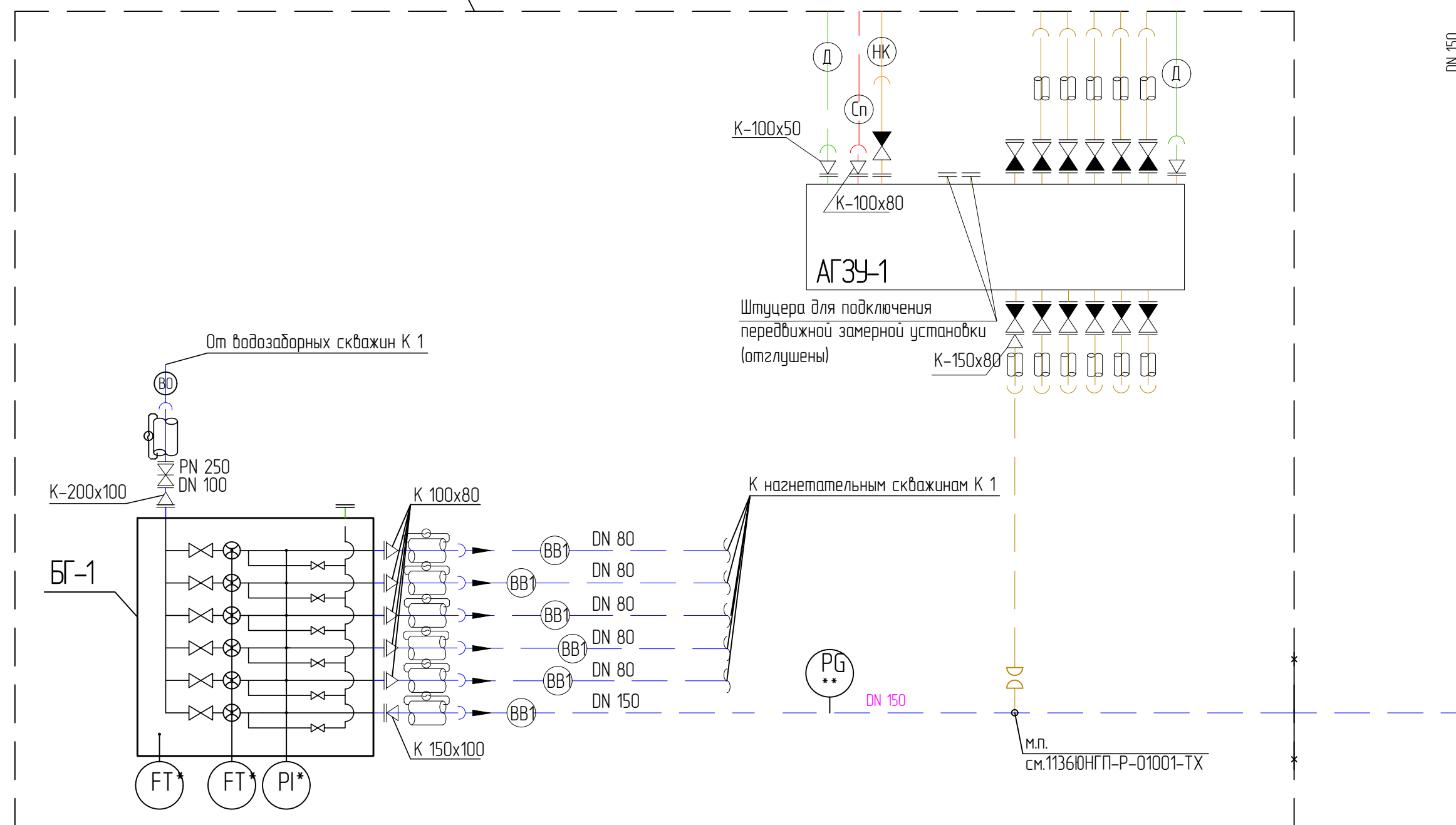
ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

№ линии	Наименование трубопровода	Параметры среды		Взрыво и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1044-91	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Тр.б. Tmax. °C	Рр.б. Pрасч. МПа				
BB1	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, надзем, с изол., э/о
BO	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, надзем, с изол., э/о

Площадка скважины №1ПО (сущ.)



Площадка куста скважин №1



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

33/У- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-004					
Куст скважин № 34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО					
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Ндк	Подпись	Дата
Разраб.					05.2020
Проверил	Абдуллаева				05.2020
Нач.отд.	Нузуманов				05.2020
Нач.отд.	Беркань				05.2020
ГИП	Даянов				05.2020
Скважина № 1ПО					Стадия
					Лист
					Листов
Схема технологическая принципиальная					000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
	Оборудование площадки скважины №2ПО			
№2ПО	Устье скважины нагнетательной	1	Тип фонтанной арматуры АФК 65х350	не входит в комплект проектной документации
КШД	Кран шаровой дроссельный	1	DN65, PN350	

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

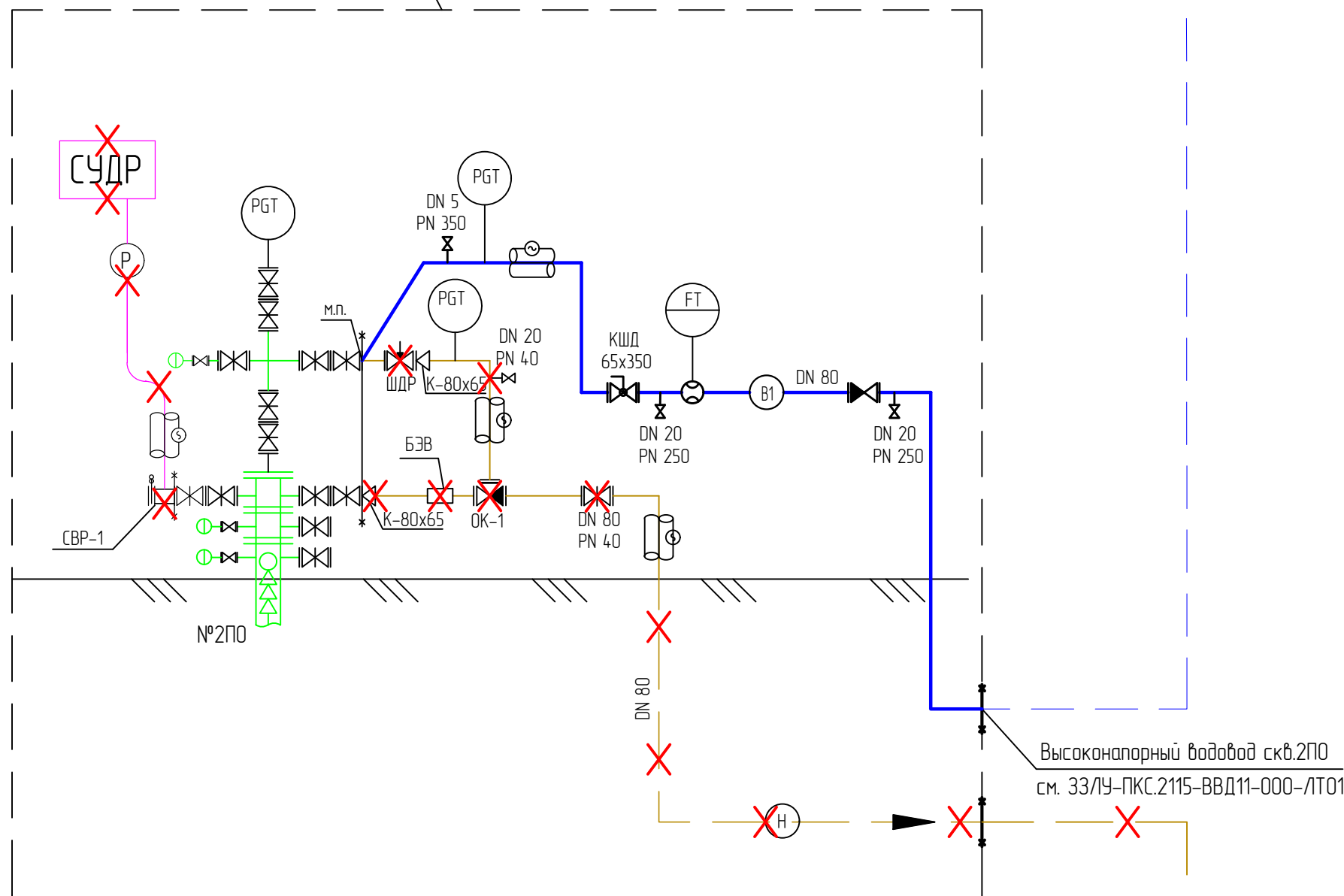
Обозначение	Наименование
	Трубопровод проектируемый наземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный коллектор
	Замерный коллектор нефти
	Высоконапорный водовод-коллектор
	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин
	Высоконапорный водовод от водозаборных скважин
	Трубка подачи реагента
	Задвижка клиновья
	Клапан (затвор) обратный
	Кран трехходовой с электроприводом
	Тепловая изоляция
	Граница проектирования
	Демонтаж существующих сооружений

ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

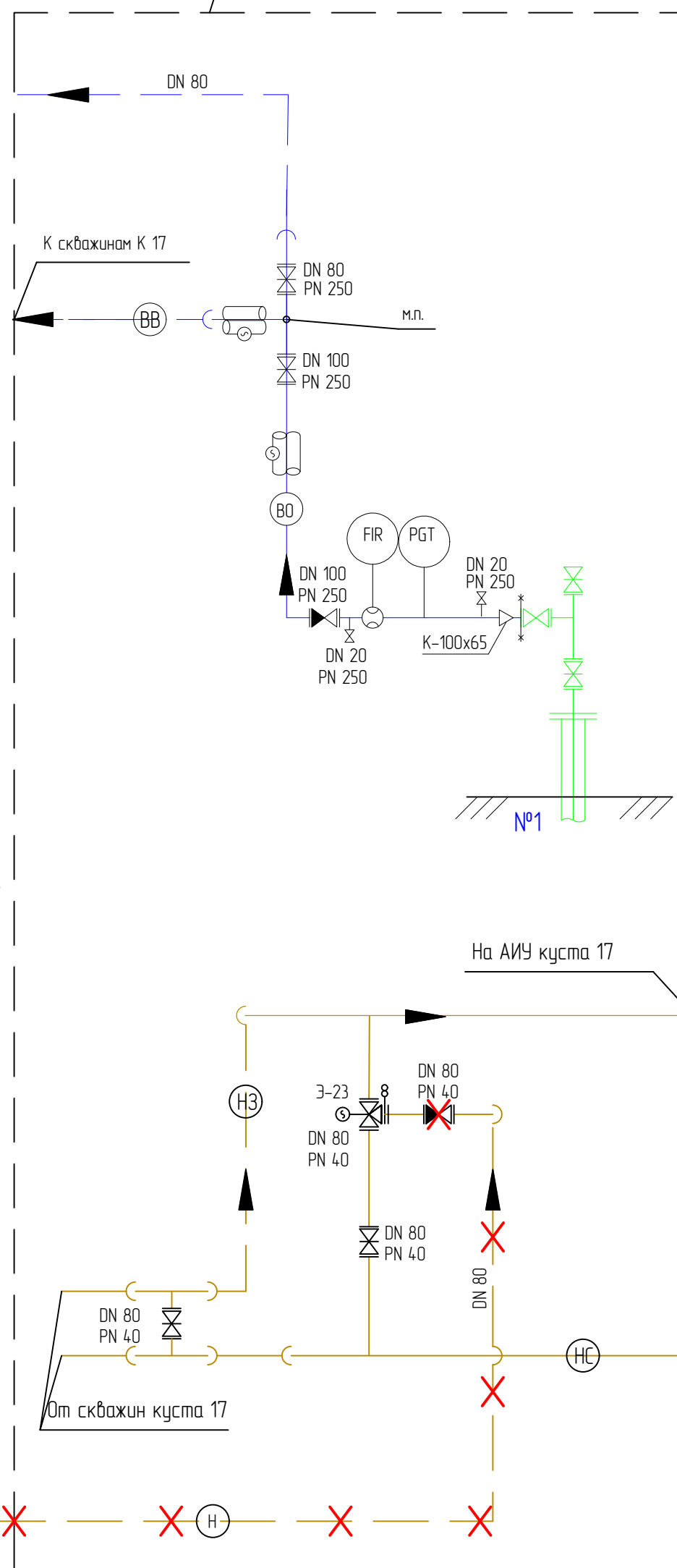
№ линии	Наименование трубопровода	Параметры среды		Взрыво и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1044-91	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Траб. Тмакс. °C	Рраб. МПа				
BB	Высоконапорный водовод - коллектор	5.40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о
B1	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин	5.40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о
B0	Высоконапорный водовод от водозаборной скважины	5.40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о

33/У- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-005						
Куст скважин № 34. Обустройство объекта эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО						
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Ндк	Подпись	Дата	Скважина № 2ПО
Продуман	Исполнен	Проверен	Согласован	<i>[Signature]</i>	05.2020	
Исполн.	Исполн.	Проверен	Согласован	<i>[Signature]</i>	05.2020	
Исполн.	Исполн.	Проверен	Согласован	<i>[Signature]</i>	05.2020	
Схема технологическая принципиальная						000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"

Площадка скважины №2ПО (см.ш.ХНТ19-18)



Площадка куста скважин №17



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

ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И АРМАТУРЫ

Поз. Обознач.	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
	Оборудование площадки скважины №8ПО			
№8ПО	Устье скважины нагнетательной	1	Тип фонтанной арматуры АФК 65х350	не входит в комплект проектной документации
КШД	Кран шаровой дроссельный	1	DN65, PN350	

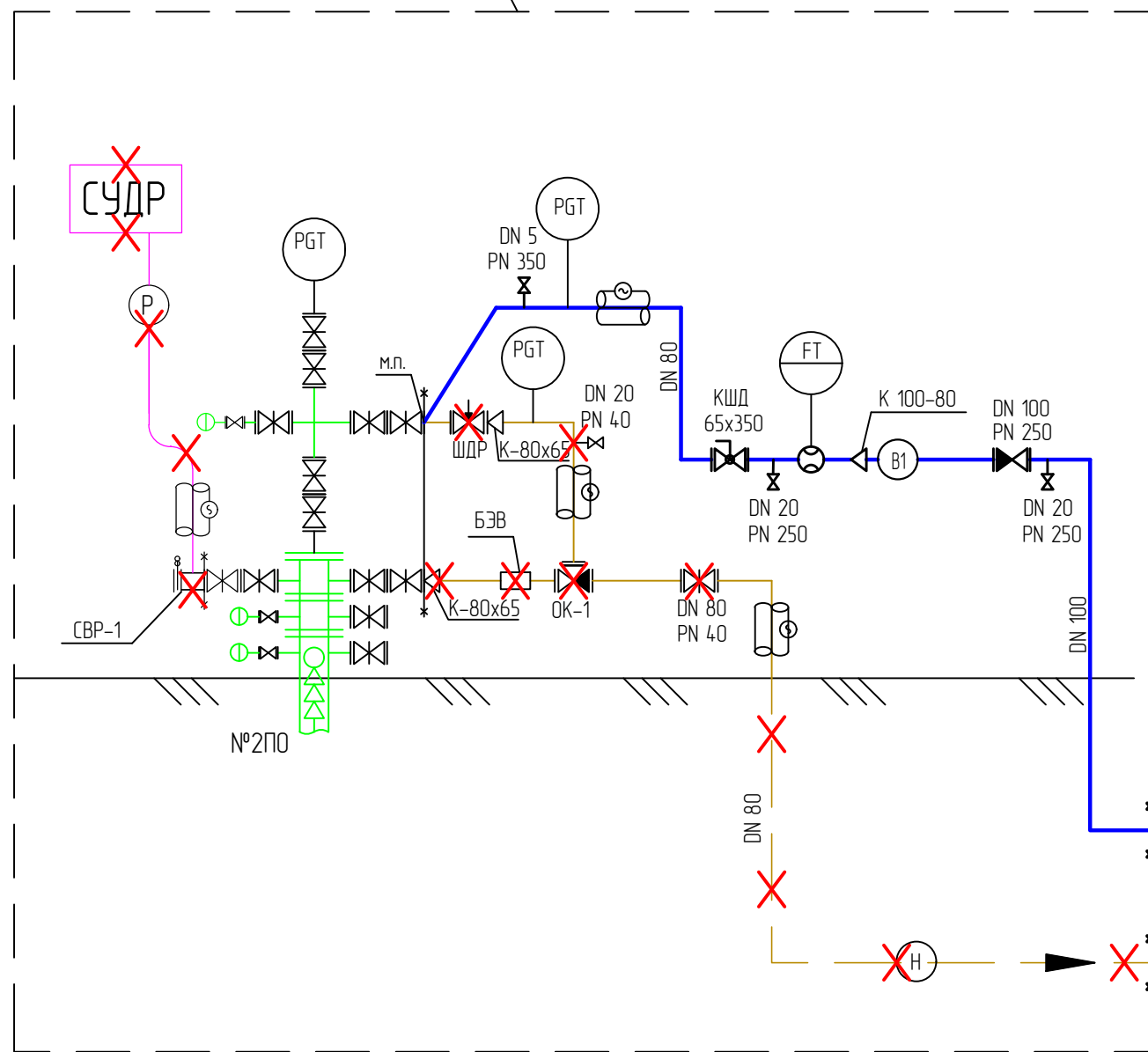
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Трубопровод проектируемый наземный
	Трубопровод проектируемый подземный
	Выкидной трубопровод
	Нефтегазосборный коллектор
	Замерный коллектор нефти
	Высоконапорный водовод-коллектор
	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин
	Высоконапорный водовод от водооборных скважин
	Трубка подачи реагента
	Задвижка клиновья
	Клапан (затвор) обратный
	Кран трехходовой с электроприводом
	Тепловая изоляция
	Граница проектирования
	Демонтаж существующих сооружений

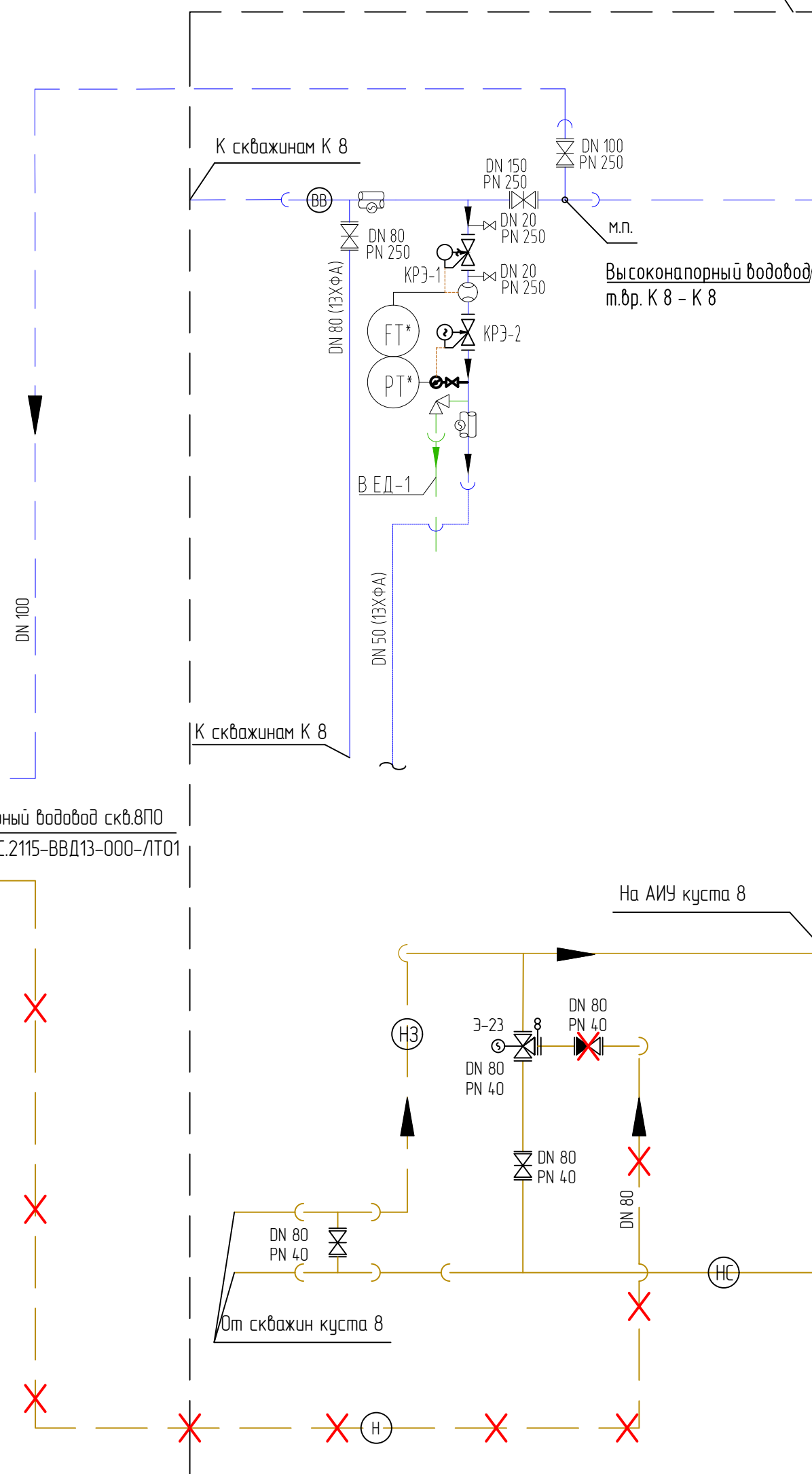
ЭКСПЛИКАЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

№ линии	Наименование трубопровода	Параметры среды		Взрыво и пожароопасность продукта по ГОСТ 12.1044-91	Класс опасности продукта по ГОСТ 12.1007-76	Группа и категория	Способ прокладки
		Траб. °C	Рраб. МПа				
BB	Высоконапорный водовод - коллектор	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о
B1	Высоконапорный водовод до нагнетательных скважин	5,40 40	до 23,0 25,0	НГ	-	В I	подзем, назем, с изол., э/о

Площадка скважины №8ПО (см.ш.1178ЮНГП)



Площадка куста скважин №8



Изм. №	подл.	Дата
Взам. инв. №		

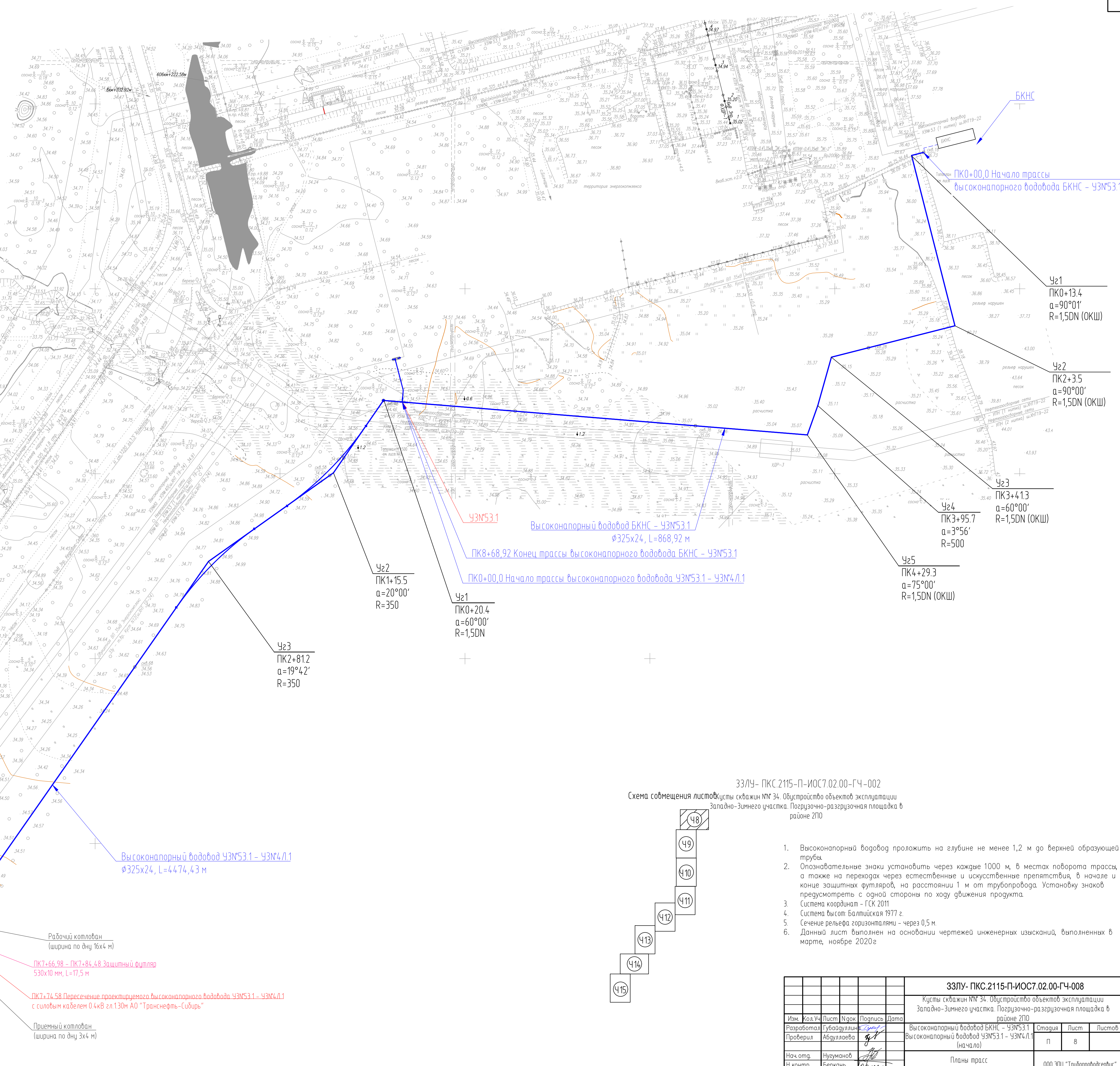
33ЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-007						
Куст скважин № 34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО						
Изм.	Кол.Уч.	Лист	Издк	Подпись	Дата	Скважина № 8ПО
Разработал					05.2020	
Проектировал					05.2020	
Исполнил					05.2020	
Исполнил					05.2020	Схема технологическая принципиальная
Исполнил					05.2020	
Исполнил					05.2020	
						000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"



План
Кондинский район, Кондинское лесничество,
Болчаробское участковое лесничество,
Болчаробское урочище

Ведомость углов поворотов трассы высоконапорного водовода БКНС - УЗН53.1

Номер угла	Пикет угла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс Т1, м	Тангенс Т2, м	Кривая К, м	Бисектриса Б, м
ВУ1	0+134.0	190.06	150ц	Уг.90°00'	0.45	0.45	0.71	0.19
ВУ2	2+34.6	197.85	150ц	Уг.90°00'	0.45	0.45	0.71	0.19
ВУ3	3+41.31	54.34	150ц	Уг.60°00'	0.26	0.26	0.47	0.07
ВУ4	4+29.32	33.67	500	Уг.3°57'	17.24	17.24	34.47	0.30



БКНС

ПК0+00.0 Начало трассы высоконапорного водовода БКНС - УЗН53.1

Уг1
ПК0+13.4
α=90°01'
R=1,5DN (ОКШ)

Уг2
ПК2+35
α=90°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Уг4
ПК3+41.3
α=60°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Уг5
ПК4+29.3
α=75°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Уг2
ПК1+15.5
α=20°00'
R=350

Уг1
ПК0+20.4
α=60°00'
R=1,5DN

Уг3
ПК2+81.2
α=19°42'
R=350

Высоконапорный водовод БКНС - УЗН53.1
φ325x24, L=868,92 м

ПК8+68.92 Конец трассы высоконапорного водовода БКНС - УЗН53.1

ПК0+00.0 Начало трассы высоконапорного водовода УЗН53.1 - УЗН4.Л1

Высоконапорный водовод УЗН53.1 - УЗН4.Л1
φ325x24, L=4474,43 м

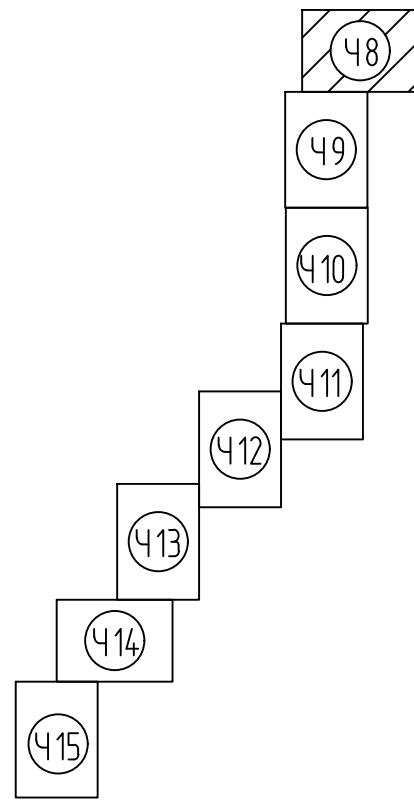
Рабочий котлован
(ширина по дну 16x4 м)

ПК7+66.98 - ПК7+84.48 Защитный футляр
530x10 мм, L=17,5 м

ПК7+74.58 Пересечение проектируемого высоконапорного водовода УЗН53.1 - УЗН4.Л1
с силовым кабелем 0.4кВ эл 130м АО "Трансфест-Сибирь"

Приемный котлован
(ширина по дну 3x4 м)

33/ЛЧ - ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-002
Схема совмещения листов карты скважин №34. Обустройство объектов эксплуатации
Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в
районе ЗПО



1. Высоконапорный водовод проложить на глубину не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.
2. Оповестительные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в начале и конце защитных футляров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат - ГСК 2011
4. Система высот - Балтийская 1977 г.
5. Сечение рельефа горизонтальными - через 0,5 м.
6. Данный лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020г

33ЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-008					
Кусты скважин №34. Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Погрузочно-разгрузочная площадка в районе ЗПО					
Изм.	Код.Уч	Лист	Дата	Подпись	Дата
Разработал	Губадуллин	8			
Проверил	Абдулаева	8			
Нач.отд.	Нуруманов				
Н.контр.	Беркмань				
ГИП	Даянов				
Высоконапорный водовод БКНС - УЗН53.1				Статус	Лист
Высоконапорный водовод УЗН53.1 - УЗН4.Л1 (начало)				П	8
Планы трасс М 1:2000				000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"	

План
Кондинский район, Кондинское лесничество,
Болчарбовское участковое лесничество,
Болчарбовское урочище



Высокоточный водовод ЧЗНЭС31 - ЧЗНЧЛ1
Ø325x24, L=4474,43 м

Чз4
ПК14+82.1
α=15°57'
R=350

Чз5
ПК18+42.7
α=45°00'
R=150N (ОКШ)
ПК18+73.38-ПК+03.38 Защитный футляр
Ø530x10, L=30,0 м

Чз6
ПК19+10.7
α=60°00'
R=150N (ОКШ)

Чз7
ПК23+7.0
α=2°08'
R=750

Спб8
ПК25+17.5
α=0°16'

Высокоточный водовод ЧЗНЭС31 - ЧЗНЧЛ1
Ø325x24, L=4474,43 м

Чз9
ПК29+66.4
α=15°00'
R=350

Чз10
ПК35+19.2
α=2°26'
R=750

Чз11
ПК37+46.9
α=6°39'
R=350

Схема соещения листов:

1. Высокоточный водовод проложить на глубине не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.
2. Опознавательные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в канале и конце защитного футляра, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат - ГСК 2011
4. Система высот - Балтийская 1977 г.
5. Сечение рельефа горизонтально - через 0,5 м.
6. Дневной лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020г.

ЗЗЛУ - ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-009					
Кусты скважин ИЧ 24. Оборудование объектов эксплуатации					
Западно-Западного участка, газоразно-разрешенная площадка в районе ЗТЛО					
Имя	Роль	Лист	Масштаб	Подпись	Дата
Проектировщик	Абулхаева	5/1	Высокоточный водовод ЧЗНЭС31 - ЧЗНЧЛ1 (продолжение)	Сторона	Лист
Инженер	Березина			п	9
ГЛП	Давыдов				

ИМ. № подл. | Подпись и дата | Единиц, таб. №

План
Кондинский район, Кондинское лесничество,
Болчаровское участковое лесничество,
Болчаровское урочище

Ведомость углов поворотов трассы высоконапорного водовода ЧЗМ4/11 - ЧЗМ22.1 (продолжение)

Номер угла	Пикет угла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс Т1, м	Тангенс Т2, м	Кордова К, м	Высотная Б, м
Уз17	ПК37+52.5	442.42	2000	54°0'22"	6.40	6.40	12.80	0.01
Уз18	ПК42+15.0	83.63	350	54°23'00"	7.121	7.121	14.242	7.17
Уз19	ПК42+98.6	81.38	1500	54°50'00"	0.45	0.45	0.90	0.19
Уз20	ПК43+98.98	16.41	950	54°1'00"	8.43	8.43	16.86	0.04
Уз21	ПК43+96.39	224.61	500	54°20'00" (сбм. 22°15')	0.91	0.91	1.82	0.02
Уз22	ПК44+210	264.24	1500	54°45'00"	0.19	0.19	0.38	0.04
Уз23	ПК48+85.23	103.59	1500	54°40'00"	0.26	0.26	0.52	0.07
Уз24	ПК49+88.82	381.55	500	54°3'26"	14.99	14.99	29.98	0.22
Уз25	ПК53+70.37	300.62	500	54°2'17" (сбм. 4°32')	0.68	0.68	1.36	0.00

Высоконапорный водовод ЧЗМ4/11 - ЧЗМ22.1
Ø325x24, L=6170,71 м

Уз17
ПК37+52.5
α=0°22'
R=2000

Уз18
ПК42+15.0
α=23°00'
R=350

Уз19
ПК42+98.6
α=90°00'
R=1,5DN (ОКШ)

ПК43+22.77-ПК43+54.07 Защитный футляр
Ø530x10, L=31,3 м

Уз20
ПК43+80.0
α=1°07'
R=950

Уз21
ПК43+96.4
α=20°01'
R=5DN

ПК44+06.23-ПК44+99.23 Защитный футляр
Ø530x10, L=93,0 м

ПК44+28.03 Пересечение проектируемого
высоконапорного водовода ЧЗМ22.1 - ЧЗМ16.1
с кабелем связи 0,4кВ ЛПДС "Кедровое" - Тобольское ЧМН

ПК45+58.03-ПК45+88.03 Защитный футляр
Ø530x10, L=30,0 м

Уз24
ПК49+88.8
α=3°26'
R=500

Высоконапорный водовод ЧЗМ4/11 - ЧЗМ22.1
Ø325x24, L=6170,71 м

ПК51+56.15-ПК53+61.45 Защитный футляр
Ø530x10, L=205,3 м

Уз22
ПК46+210
α=45°00'
R=1,5DN (ОКШ)

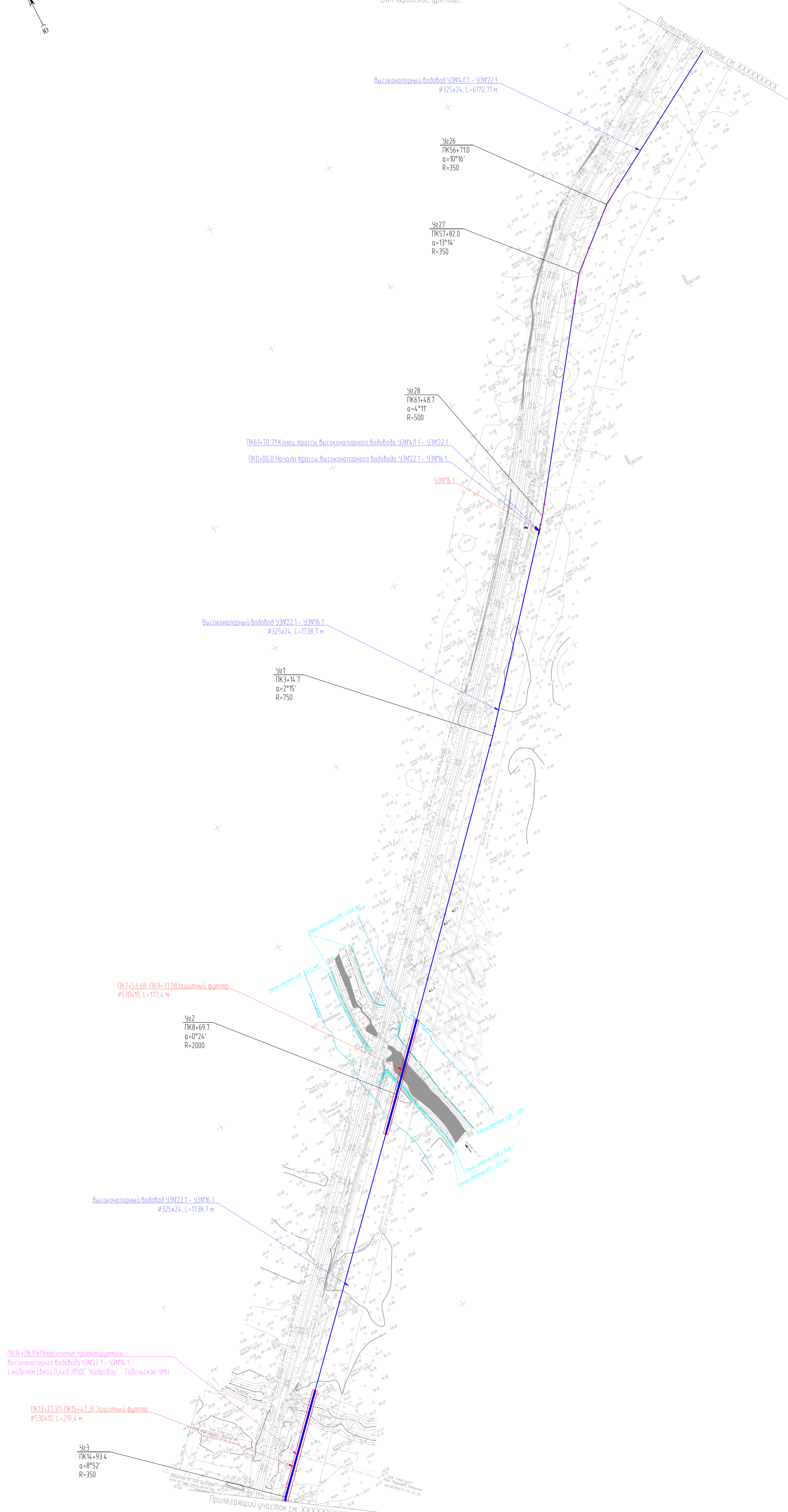
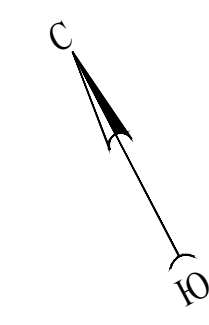
Уз23
ПК48+85.2
α=60°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Уз25
ПК53+70.4
α=2°17'
R=750

1. Высоконапорный водовод проложить на глубине не менее 1,2 м от верхней образующей трубы.
2. Опознавательные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в канале и конце защитных футляров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат - ГСК 2011
4. Система высот - Балтийская 1977 г.
5. Сечения рельефа горизонтальны - через 0,5 м.
6. Данный лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020 г.

ЗЗЛУ-ПКС.2115-П-ИОС.02.00-ГЧ-011				Кусты связи №34		
Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка. Периодично-разрушающая площадка в районе ЗПЛО						
Имя	Роль	Лист	Масштаб	Подпись	Дата	
Разработчик	Губарева	1	1:500			
Проверщик	Абулхаева	1				
Имя отп.	Исполнитель	Барышев	План трассы	М 1:2000	000 ЗПЦ "Трубопроводсервис"	
Имя отп.	Исполнитель	Давыдов				

План
Кондинский район, Кондинское лесничество,
Болчаровское участковое лесничество,
Болчаровское урочище



Ведомость углов поворотов трассы высоконапорного водовода ЧЗМ4.1 - ЧЗМ22.1 (конец)

Номер угла	Пикет угла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс T1, м	Тангенс T2, м	Кривая К, м	Биссектриса Б, м
Ø26	ПК56+71,00	110,98	350	1/2 10°16'	31,44	31,44	62,72	14,1
Ø27	ПК57+81,98	366,69	350	1/2 13°14'	40,60	40,60	80,84	2,35
Ø28	ПК61+48,66	22,08	500	1/2 4°11'	8,26	8,26	16,51	0,33

Ведомость углов поворотов трассы высоконапорного водовода ЧЗМ22.1 - ЧЗМ16.1 (начало)

Номер угла	Пикет угла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс T1, м	Тангенс T2, м	Кривая К, м	Биссектриса Б, м
Ø91	ПК3+16,68	555,00	750	1/2 2°15'	14,74	14,74	29,47	0,16
Ø92	ПК8+69,68	623,67	350	1/2 0°24' Собв. L=50'	123	123	245	0,00
Ø93	ПК14+93,35	245,35	350	1/2 8°52' Собв. 90'	27,14	27,14	54,18	105

1. Высоконапорный водовод проложить на глубине не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.
2. Оповестительные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в канале и конце защитных футлеров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат - ГСК 2011.
4. Система высот - Балтийская 1977 г.
5. Генерация рельефа горизонтальными - через 0,5 м.
6. Данный лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020 г.

Имя		Подпись		Дата	
Исполнитель	А.А.А.	Проверенный	Б.Б.Б.	Дата	Дата
Проектировщик	А.А.А.	Инженер	Б.Б.Б.	Дата	Дата
Масштаб	М 1:2000	Формат	А0	Лист	12
Контур	Баранов	Данков	Данков	Лист	12

Имя, №, дата, Подпись и дата, Имя, №, дата, Подпись и дата



План
Кондинский район, Кондинское лесничество,
Болчаробское участковое лесничество,
Болчаробское урочище

Высокнапорный водовод ЧЗМ22.1 - ЧЗМ16.1
φ325x24, L=1738,7 м

ПК17+38,70 Конец трассы высокнапорного водовода ЧЗМ22.1 - ЧЗМ16.1

ПК0+00,0 Начало трассы высокнапорного водовода ЧЗМ16.1 - ЧЗМ20.1

ЧЗМ16.1

Ведомость углов поворотов трассы высокнапорного водовода ЧЗМ16.1 - ЧЗМ20.1 (начало)

Номер угла	Пикет угла	Расстояние между знаками	Элементы кривых					
			Радиус R, м	Угол	Тангенс T1, м	Тангенс T2, м	Кривая К, м	Бисектриса Б, м
ВУ1	ПК13+66.2	156.02	500	Уг 3°40'	16.01	16.01	32.01	0.26
ВУ2	15+22.19	9.00	1,5Ду	Уг 45°00'	0.19	0.19	0.35	0.04
ВУ3	15+31.19	18.91	1,5Ду	Уг 75°00'	0.35	0.35	0.59	0.12
ВУ4	15+50.10	9.94	1,5Ду	Уг 30°00'	0.12	0.12	0.24	0.02

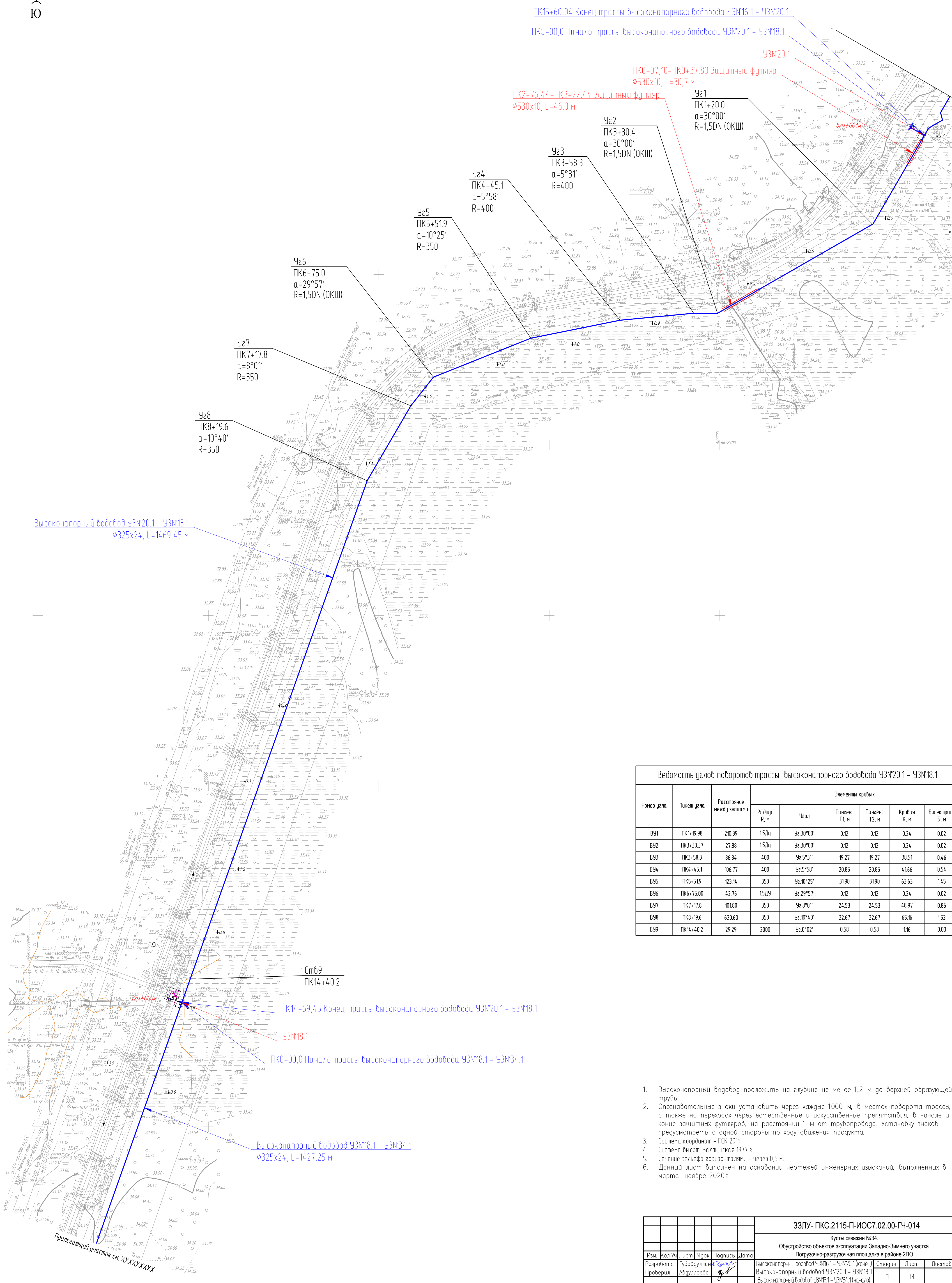
Высокнапорный водовод ЧЗМ16.1 - ЧЗМ20.1
φ325x24, L=1560,04 м

Уг1
ПК13+66.2
α=3°40'
R=500

1. Высокнапорный водовод проложить на глубине не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.
2. Опознавательные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в начале и конце защитных футляров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат - ГСК 2011
4. Система высот - Балтийская 1977 г.
5. Сечение рельефа горизонталями - через 0,5 м.
6. Данный лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020г.

3ЗЛУ - ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-013				
Кусты скважин №34.				
Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка.				
Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО				
Изм.	Код.Уч	Лист	№дог	Подпись
Разработал	Губозуев И.И.	13		
Проверил	Абулгалеев			
Высокнапорный водовод ЧЗМ22.1 - ЧЗМ16.1 (конец)		Стация	Лист	Листов
Высокнапорный водовод ЧЗМ16.1 - ЧЗМ20.1 (начало)		П	13	
Нач.отг.	Нузуманов	Планы трасс		
Н.контр.	Берканы	М 1:2000		
ГИП	Дьянов	000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"		

План
Кондинский район, Кондинское лесничество,
Болчаробское участковое лесничество,
Болчаробское урочище

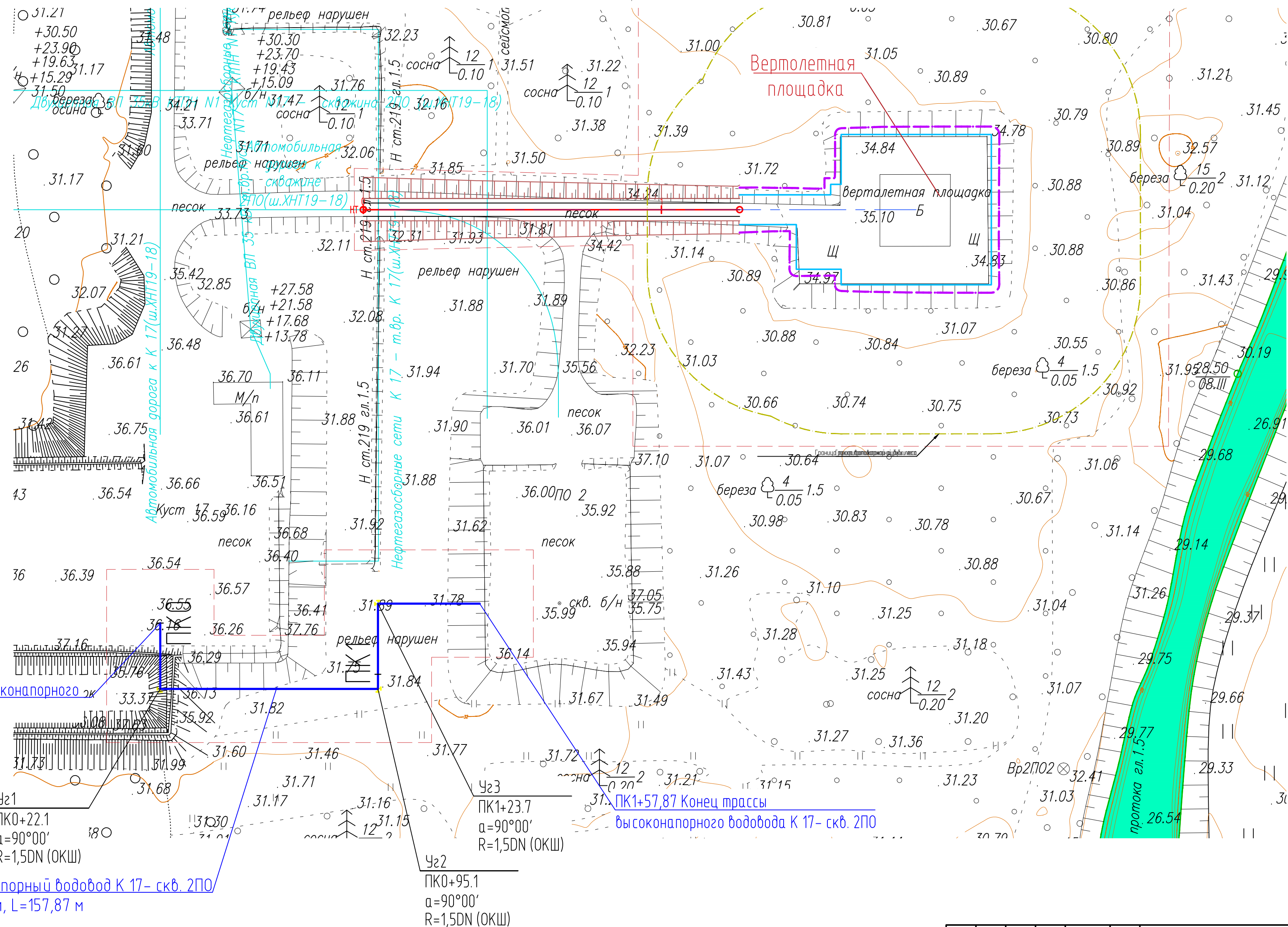


1. Высоконапорный водовод проложить на глубине не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.
2. Опознавательные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в начале и конце защитных футляров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат - ГСК 2011
4. Система высот - Балтийская 1977 г.
5. Сечение рельефа горизонталями - через 0,5 м.
6. Данный лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020г.

ЗЗЛУ - ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-014		Кусты скважин №34.	
Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка.			
Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО			
Изм.	Код.Ич	Лист	№кор
Разработал	Губозуев И.И.	2/20	
Проверил	Абуляева		
Высоконапорный водовод ЧЗН16.1 - ЧЗН20.1 (конец)		Стация	Лист
Высоконапорный водовод ЧЗН20.1 - ЧЗН18.1		П	14
Высоконапорный водовод ЧЗН18.1 - ЧЗН34.1 (начало)			
Нач.отг.	Нузуманов	Планы трасс М 1:2000	
Н.контр.	Беркань	000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"	
ГИП	Данюв	Формат А1	



План
 Земли лесного фонда: Кондинское лесничество,
 Болчаровское участковое лесничество,
 Поименное урочище,
 а также земли промышленности



ПК0+00,0 Начало трассы высоконапорного водовода К 17- скв. 2ПО

Высоконапорный водовод К 17- скв. 2ПО
 Ø89x10 мм, L=157,87 м

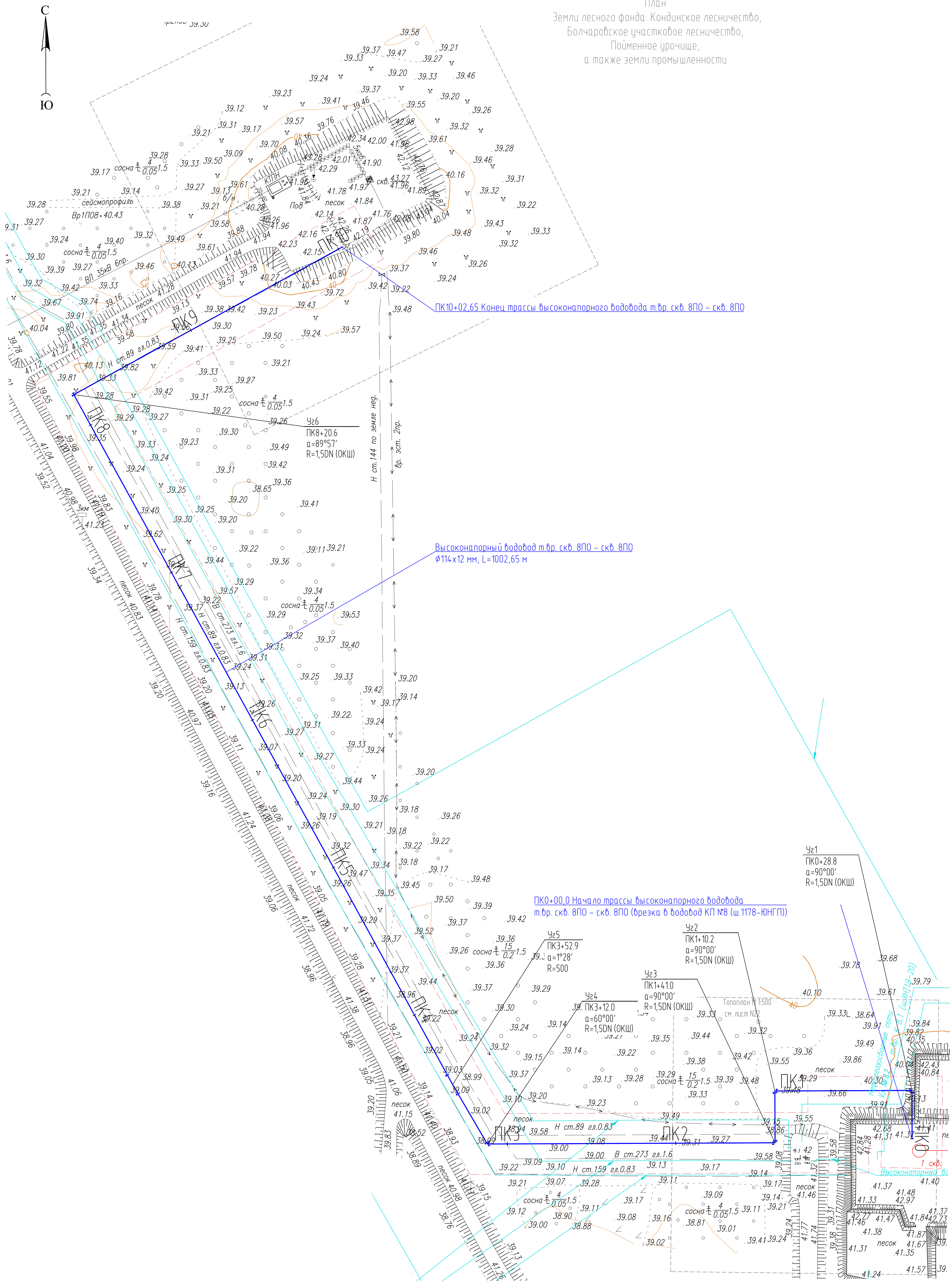
ПК1+57,87 Конец трассы высоконапорного водовода К 17- скв. 2ПО

Чз2
 ПК0+95.1
 α=90°00'
 R=1,5DN (ОКШ)

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

33ЛУ- ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-015							
Кусты скважин №34.							
Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка.							
Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО							
Изм.	Кол.Уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата		
Разработал		Губайдуллин			05.2022		
Проверил		Абдулаева			05.2022		
Нач.отг.		Нуеуманов			05.2022		
Н.контр.		Беркань			05.2022		
ГИП		Даянов			05.2022		
Высоконапорный водовод К 17- скв. 2ПО					Стация	Лист	Листов
					П	15	
План трассы М 1:1000					000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"		

План
Земли лесного фонда: Кондинское лесничество,
Болчаровское участковое лесничество,
Поименное урочище,
а также земли промышленности



ПК10+02,65 Конец трассы высоконапорного водовода т.вр. скв. 8ПО – скв. 8ПО

Высоконапорный водовод т.вр. скв. 8ПО – скв. 8ПО
φ114x12 мм, L=1002,65 м

ПК0+00,0 Начало трассы высоконапорного водовода
т.вр. скв. 8ПО – скв. 8ПО (врезка в водовод КП №8 (ш.1178-ЮНГП))

Чз1
ПК0+28.8
α=90°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Чз2
ПК1+10.2
α=90°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Чз3
ПК1+4.10
α=90°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Чз5
ПК3+52.9
α=1°28'
R=500

Чз4
ПК3+12.0
α=60°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Чз3
ПК3+12.0
α=60°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Чз4
ПК3+12.0
α=60°00'
R=1,5DN (ОКШ)

Чз5
ПК3+52.9
α=1°28'
R=500

1. Высоконапорный водовод проложить на глубине не менее 1,2 м до верхней образующей трубы.
2. Опазнавательные знаки установить через каждые 1000 м, в местах поворота трасса, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в начале и конце защитных футляров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Установку знаков предусмотреть с одной стороны по ходу движения продукта.
3. Система координат – ГСК 2011
4. Система высот: Балтийская 1977 г.
5. Сечение рельефа горизонталями – через 0,5 м
6. Данный лист выполнен на основании чертежей инженерных изысканий, выполненных в марте, ноябре 2020г

33Л/У-ПКС.2115-П-ИОС7.02.00-ГЧ-017				
Кусты скважин №34.				
Обустройство объектов эксплуатации Западно-Зимнего участка.				
Погрузочно-разгрузочная площадка в районе 2ПО				
Изм.	Код.Изм.	Лист	Игол.	Подпись
Разработал	Губозулин	2	05.2022	
Проверил	Абуллаева	5	05.2022	
Нач.отг.	Нузуманов	05.2022		
Н.контр.	Беркман	05.2022		
ГИП	Данюв	05.2022		
Высоконапорный водовод т.вр. скв. 8ПО – скв. 8ПО			Стария	Лист
План трассы М 1:1000			п	17
000 ЭПЦ "Трубопроводсервис"			Формат А1	