



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
ТВО-5, расширение БКНС-5»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

**Д013330220000-ТКР
Том 3**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТРАНСЭНЕРГОСТРОЙ»**

**«Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения.
ТВО-5, расширение БКНС-5»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Д013330220000-ТКР

Том 3

Генеральный директор

И.В. Вьюницкий

Главный инженер

В.А. Клиников

2023

Обозначение	Наименование	Примечание
	Содержание тома	Сквозная нумерация
Д013330220000-ТКР.С	Содержание тома	3
Д013330220000-ТКР.ТЧ	Текстовая часть	4-45
Д013330220000-ТКР.ГЧ	Графическая часть	
	Лист 1. Технологическая схема	46
	Лист 2. Конструкция кожуха на переходах через естественные и искусственные сооружения	47
	Лист 3. Узлы задвижек №1,2,3. М1:40	48
	Лист 3. Конструкция опознавательного знака	49

Согласовано		

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						Д013330220000-ТКР.С			
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Содержание тома	Стадия	Лист	Листов
							П		1
Разраб.		Разиньков			04.23		ООО "Трансэнергострой"		
Н.контр.		Артемьева			04.23				

Содержание

1.1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ	4
2 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ.....	4
2.1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	4
2.2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И СВОЙСТВА ГРУНТОВ ПО ТРАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	7
2.3 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	11
2.4 ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ В ОСНОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	12
3 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	14
4 СВЕДЕНИЯ О ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	15
5 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА	16
6 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ.....	16
7 ОБОРУДОВАНИЕ, МЕХАНИЗМЫ И ТРАНСПОРТНЫЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТА	16
8 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА.....	17
9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА.....	17
10 АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ.....	22
11 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПО ВИДАМ ТРАНСПОРТА, В ТОМ ЧИСЛЕ ТРЕБОВАНИЯ АНТИТЕРРОРИСТИЧЕСКОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ ОБЪЕКТОВ	23
12 ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА.....	23
13 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРОДУКТА	24
14 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ. ОБОСНОВАНИЕ ДИАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ. СВЕДЕНИЯ О РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ И МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОМ РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ.....	24
15 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОТЫ КЛАПАНОВ-РЕГУЛЯТОРОВ.....	26
16 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АНТИФРИКЦИОННЫХ ПРИСАДОК	26
17 ОБОСНОВАНИЕ ТОЛЩИНЫ СТенок ТРУБ	27
18 ОБОСНОВАНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ.....	28
19 СВЕДЕНИЯ О РЕЗЕРВНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА И РЕЗЕРВНОМ ОБОРУДОВАНИИ, И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕОБХОДИМОСТИ В НИХ.....	29

Взам. инв. №							D013330220000-ТКР.ТЧ				
	Подп. и дата										
Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Текстовая часть	Стадия	Лист	Листов
	Разраб.		Разиньков			03.23	П		1	43	
	Н.контр.		Артемяева			03.23	ООО "Трансэнергострой"				
	ГИП		Клиников			03.23					

20 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ПРОДУКЦИИ НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ДРУГИХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ29

21 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ29

22 СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДЫ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ30

23 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА30

24 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДА ОТ СНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОДУКТА НИЖЕ ДОПУСТИМОЙ.....31

25 СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ И ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ31

26 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ.....31

27 СВЕДЕНИЯ ОБ ОПАСНЫХ УЧАСТКАХ ПО ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЗАЩИТНЫХ ЗОН31

28 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОХОЖДЕНИЮ ТРАСС ТРУБОПРОВОДОВ32

29 ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОГО РАССТОЯНИЯ ОТ ОСИ ТРУБОПРОВОДА ДО ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ.....34

30 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО УКРЕПЛЕНИЮ ОСНОВАНИЙ И УСИЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ТРАССЕ С КРУТИЗНОЙ СКЛОНОВ БОЛЕЕ 15 ГРАДУСОВ35

31 ОБОСНОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА И ОТДЕЛЬНЫХ ЕГО ЭЛЕМЕНТОВ35

32 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ35

33 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ.....36

34 ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ37

35 СВЕДЕНИЯ О НАГРУЗКАХ И ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ТРУБОПРОВОД39

36 ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАЛИ ТРУБ, ПРИНЯТЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА.....39

37 ТРЕБОВАНИЯ К ГАБАРИТНЫМ РАЗМЕРАМ ТРУБ, ДОПУСТИМЫМ ОТКЛОНЕНИЯМ НАРУЖНОГО ДИАМЕТРА, ОВАЛЬНОСТИ, КРИВИЗНЫ.....39

38 ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ40

39 ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННО ЖЕСТКОСТИ КОНСТРУКЦИИ ВО ВРЕМЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ, МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ41

40 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ КЛАССОВ И МАРОК БЕТОНА И СТАЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ41

41 ОБОСНОВАНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ.....41

42 ПАРАМЕТРЫ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ТРАНШЕЙ.....42

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

Д013330220000-ТКР.ТЧ

43 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ОБВОДНЕННЫМ УЧАСТКАМ, НА УЧАСТКАХ БОЛОТ, УЧАСТКАХ, ГДЕ НАБЛЮДАЮТСЯ ОСЫПИ, ОПОЛЗНИ, УЧАСТКАХ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ЭРОЗИИ, ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ КРУТЫХ СКЛОНОВ, ПРОМОИН, А ТАКЖЕ ПРИ ПЕРЕХОДЕ МАЛЫХ И СРЕДНИХ РЕК 42

44 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ БАЛАНСИРОВКИ ТРУБЫ ТРУБОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ ОХВАТЫВАЮЩЕГО ТИПА.....42

45 ОПИСАНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ИНФОРМАЦИОННЫХ И СИГНАЛЬНО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫХ ЗНАКОВ.....42

46 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ43

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

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист
3

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Исходные данные

Основанием для разработки проектной документации является задание на проектирование объекта «Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. ТВО-5, расширение БКНС-5».

Заказчик: АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова.

В качестве исходных материалов при разработке настоящего раздела были использованы материалы:

- технических условий для выполнения проектных работ.
- материалы инженерных изысканий, выполненных ООО «Трансэнергострой» 2023 г.
- основные технические решения соответствующих частей проекта.
- технических условий на пересечение.

2 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРУЕМОМ ОБЪЕКТЕ

2.1 Краткая характеристика природно-климатических и гидрогеологических условий строительства линейного объекта

Рельеф и геоморфология

В административном отношении территория изысканий расположена в Каракулинском районе Удмуртской Республики, в пределах Вятской площади Арланского нефтяного месторождения, близ населенного пункта д. Сухарево.

В орографическом отношении территория приурочена к восточной части Русской равнины и расположена в пределах Сарапульской возвышенности.

Территория расположена в Камско-Бельском понижении на правобережье нижнего течения р. Кама.

В геоморфологическом отношении площадь исследований приурочена к правобережному водораздельному склону реки Кама, осложненному долинами ее правобережных притоков.

Рельеф участка изысканий относительно ровный, абсолютные отметки поверхности земли (по устьям выработок) изменяются от 131,70м до 149,50м.

Гидрографическая сеть территории представлена рекой Кама и ее правобережными притоками.

В русле Камы находится Нижнекамское водохранилище (Нижнекамская ГЭС).

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

							Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	4		

Вероятность подтопления площадных объектов (площадки ТВО-5, БКНС-5) и проектируемых линейных сооружений поверхностными водами отсутствует, так как абсолютные отметки исследуемой площади (131,70м-149,50м БС) значительно выше высших уровней воды ближайших водотоков и форсированного уровня Нижнекамского водохранилища при пропуске максимальных расходов (65,40м БС 77 г., согласно данным Камского БВУ). Ближайшие поверхностные водотоки находятся на значительном расстоянии от проектируемых сооружений.

По данным рекогносцировочного обследования и согласно данным топографо-геодезических материалов, отметки уровней воды значительно ниже отметок поверхности земли исследуемых площадок. Исследуемая территория расположена вне (выше) границы воздействия Нижнекамского водохранилища.

Из опасных геологических и инженерно-геологических процессов в пределах исследуемой территории отмечаются пучинистость грунтов в зоне сезонного промерзания; возможно сезонное подтопление водами «верховодки». Опасных геологических и инженерно-геологических процессов, связанных со строительством и эксплуатацией существующих сооружений, не отмечено.

При рекогносцировочном обследовании территории, активных оврагов, разливов нефти и свалок не обнаружено.

По данным маршрутных обследований непосредственно на участке изысканий и на сопредельных территориях, внешние проявления карстовых процессов (воронки, котловины и др.) не зафиксированы, карстовых проявлений не обнаружено. Карстующиеся породы в пределах участка изысканий не встречены. По опросам местных жителей, поверхностные карстопоявления и карстовые провалы в пределах площади изысканий не выявлены.

Условия поверхностного водостока территории в целом оцениваются как удовлетворительные.

При рекогносцировочном обследовании установлено, что с момента проведения предыдущих изысканий (2016, 2017, 2019г.г.) до настоящего времени (декабрь 2022г.) существенных изменений рельефа, инженерно-геологических и гидрогеологических условий в пределах исследуемой площади не произошло. На участках прокладки трасс коммуникаций, обустройства кустовых площадок с момента проведения изысканий произошли незначительные изменения рельефа, связанные со строительством автодорог, нефтепроводов и водоводов (обвалование).

Участок производства работ в основном покрыт травяной растительностью. Встречаются участки высокоствольного леса и кустарниковой растительности.

Взам. инв. №										
Подп. и дата										
Инв. № подл.										
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ				Лист
										5

Климат

Климат района умеренно-континентальный с холодной зимой и умеренно жарким и теплым летом, резкими колебаниями температуры воздуха по сезонам года и в течение суток. Согласно СП 131.13330.2020 район изыскательских работ относится к климатическому району I В.

Таблица 3.1 - Климатические параметры холодного периода года

Станция		Сарапул	
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С обеспеченностью	0,98	-39	
	0,92	-36	
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С обеспеченностью	0,98	-34	
	0,92	-31	
Температура воздуха, °С обеспеченностью 0,94		-18	
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С		-48	
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца, °С		7,8	
Продолжительность, сут и средняя температура воздуха, °С периода со средней суточной температурой воздуха	≤0°С	Продолжительность	159
		Средняя температура	-8,9
	≤8°С	Продолжительность	215
		Средняя температура	-5,5
	≤10°С	Продолжительность	230
		Средняя температура	-4,6
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца, %		82	
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее холодного месяца, %		80	
Количество осадков за ноябрь-март, мм		194	
Преобладающее направление ветра за декабрь-февраль		Ю	
Максимальная из средних скоростей ветра по румбам за январь, м/с		3,7	
Средняя скорость ветра, м/с, за период со средней суточной температурой воздуха ≤8°С		3,0	

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

Изм	Кол.уч	Лист	№доку	Подпись	Дата

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист

6

Таблица 3.2 - Климатические параметры теплого периода года

Станция	Сарапул
Барометрическое давление, гПа	993
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,95	23
Температура воздуха, °С, обеспеченностью 0,98	27
Средняя максимальная температура воздуха наиболее теплого месяца, °С	25,8
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	38
Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее теплого месяца, %	11,4
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	70
Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 ч наиболее теплого месяца, %	55
Количество осадков за апрель-октябрь, мм	329
Суточный максимум осадков, мм	73
Преобладающее направление ветра за июнь-август	С
Минимальная из средних скоростей ветра за июль, м/с	2,6

Средняя месячная и годовая температура воздуха (°С) приведена в таблице 1.2.3

Таблица 3.3 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, 0°С

Метеостанция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	год
Сарапул	-13,2	-12,0	-5,0	4,3	12,5	17,2	19,3	16,8	10,8	3,2	-4,3	-10,4	3,3

Техногенные условия

В настоящее время в пределах границ исследования расположены существующие сооружения: БКНС-5, ПС «Сухарево»; обустроены полностью или частично и находятся в эксплуатации ряд кустовых площадок Арланского месторождения нефти. Кустовые площадки застроены сооружениями технологического назначения, с подземными и наземными коммуникациями. В пределах исследуемой территории имеются действующие нефтепроводы, внутрипромысловые автодороги, линии электропередач, проложены инженерные коммуникации: высоконапорные и низконапорные водопроводы, кабельные сети.

По опросам местных жителей и служащих нефтяного промысла, за период эксплуатации месторождения аварий на объекте не происходило. Опасных геологических и инженерно-геологических процессов, связанных со строительством и эксплуатацией указанных сооружений, не отмечено.

Ближайшие крупные населенные пункты – д. Сухарево, с. Кухтино, с. Галаново, г. Сарапул.

2.2 Геологическое строение и свойства грунтов по трассе линейного объекта

В геологическом строении участка исследований до изученной глубины 15,0 м принимают участие четвертичные элювиально-делювиальные (edQ) отложения, подстилаемые

Взам. инв. №						Лист
Подп. и дата						Д013330220000-ТКР.ТЧ
Инв. № подл.						Изм
	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	

пермскими элювиальными образованиями (eP_3t). С поверхности отложения перекрыты почвенно-растительным слоем. В пределах площадки под блок гребенки и по автодороге вскрыты насыпные грунты.

Современные техногенные (tQ_H) природные перемещенные отложения (насыпные) грунты вскрыты с поверхности в пределах площадки под блок гребенки и на переходе через автодорогу, представлены суглинком твердым с прослойками песка, с включением щебня 15-20% (ИГЭ 16). Мощность насыпных грунтов 0,4-1,2 м.

Четвертичные элювиально-делювиальные (edQ) отложения вскрыты повсеместно и представлены суглинками от мягкопластичной до полутвердой консистенции. Мощность толщи элювиально-делювиальных отложений до 14,8 м.

Пермские элювиальные образования (eP_3t) вскрыты единичной скважиной С-2050 в основании разреза, представлены алевролитами сильновыветрелыми до суглинка твердого (ИГЭ 16), с прослоями песка и щебня. Вскрытая мощность элювия 2,8 м.

Границы распространения литолого-генетических разновидностей грунтов отражены на инженерно-геологических разрезах и на профилях с инженерно-геологическими разрезами.

Сводный геолого-литологический разрез участков в порядке стратиграфической последовательности представлен следующими инженерно-геологическими элементами (таблица 4.1):

Таблица 4.1- Сводный геолого-литологический разрез территории исследований

Геол. индекс	№ ИГЭ, слоя	Литолого-генетические типы и виды грунтов и их описание	Мощность, м
1	2	3	4
tQ_H	ИГЭ 16	Насыпной грунт: суглинок твердый с прослойками песка и суглинка полутвердого, с включением щебня 15-20%	0,4-1,2
Q_H	Слой 1	Почвенно-растительный слой	0,2-0,3
edQ	ИГЭ 8п	Суглинок полутвердый, тяжелый, пылеватый, коричневый, слабопросадочный, ненабухающий	1,2-4,8
edQ	ИГЭ 9а	Суглинок мягкопластичный, тяжелый пылеватый, коричневый, темно-бурый	1,20-4,0
edQ	ИГЭ 9	Суглинок тугопластичный, тяжелый пылеватый, коричневый, непросадочный, ненабухающий	1,30-9,10
edQ	ИГЭ 8	Суглинок полутвердый, тяжелый, пылеватый, бурый, непросадочный, ненабухающий, с прослойками суглинка твердого	1,0-10,2
P_3t	ИГЭ 16	Алевролит сильновыветрелый до суглинка твердого, тяжелого пылеватого, красно-бурого цвета, непросадочного, ненабухающего, с прослоями (5-10 см) щебенистого грунта (обломки щебня 2-4 см) и песка	вскр. 2,8

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
							8

По результатам химического анализа водной вытяжки (приложение У), грунты выше уровня подземных вод, согласно табл. Б.28 ГОСТ 25100-2011, незасоленные.

Согласно табл. В.1 СП 28.13330.2012, грунты слабоагрессивны по отношению к бетонам (по содержанию сульфатов).

Согласно табл. В.2 СП 28.13330.2012, грунты не агрессивны по отношению к арматуре железобетонных конструкций (по содержанию хлоридов).

Согласно табл. Х.5 СП 28.13330.2012, грунты ниже уровня подземных вод по отношению к конструкциям из углеродистой стали слабоагрессивные; выше уровня грунтовых вод - среднеагрессивные.

По результатам лабораторных определений удельного электрического сопротивления (УЭС), согласно ГОСТ 9.602-2005 (табл. 1), коррозионная агрессивность грунтов - высокая (приложение Х).

По лабораторным данным, согласно табл. 2, 5 ГОСТ 9.602-2016, коррозионная агрессивность грунтов по отношению к свинцовой и алюминиевой оболочкам кабеля - средняя (приложение Ф).

Согласно СП 11-105-97, Часть III, в пределах исследуемого участка грунты, обладающие специфическими свойствами, представлены техногенными (насыпными) грунтами (ИГЭ 1б), слабопросадочными грунтами (ИГЭ 8п) и элювиальными отложениями (ИГЭ 1б).

Техногенные (насыпные) грунты (ИГЭ 1б), перемещённые с мест их естественного залегания, представлены суглинком твердым (ИГЭ 1б). Насыпные грунты содержат включения щебня до 20%. Техногенные (насыпные) грунты вскрыты в пределах площадки под блок гребенки и слагают насыпь внутрипромысловой автодороги. Мощность насыпных грунтов 0,4-1,2 м.

Согласно ГОСТ 25100-2011 и СП 11-105-97, Часть III, насыпные грунты относятся к виду глинистых, по способу отсыпки - к планомерно-возведённым насыпям. Согласно таблице 9.1 СП 11-105-97, Часть III, процесс уплотнения насыпных грунтов во времени завершён.

К специфическим особенностям техногенных грунтов относится их неоднородность по составу, неравномерная плотность и сжимаемость, возможность самоуплотнения от собственного веса и под действием внешних нагрузок, склонность к длительным изменениям структуры и свойств во времени.

Просадочные грунты (ИГЭ 8п). Суглинки (ИГЭ 8п) полутвёрдые, слабопросадочные, вскрыты с поверхности исследуемого участка. Мощность просадочной толщи 1,2-4,8 м.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист

9

Грунтовые условия участка в зависимости от возможности проявления просадки относятся к I типу (при замачивании грунтов просадка возможна от внешней нагрузки).

В случае замачивания грунтов в процессе строительства и эксплуатации сооружений произойдет снижение прочностных и деформационных характеристик.

Элювиальные отложения. В пределах исследуемой территории локально вскрыты (С-2050) элювиальные образования (ИГЭ 16), представленные алевролитами, сильновыветрелыми до суглинков, которые, в соответствии с требованиями и рекомендациями СП 11-105-97 ч. III, являются элювием терригенно-карбонатных отложений и относятся к специфическим грунтам.

ИГЭ 16 (eP_{3t}) - Алевролит сильновыветрелый до суглинка твердого, тяжелого пылеватого, красно-бурого цвета, непросадочного, ненабухающего, с прослоями (5-10 см) щебенистого грунта (обломки щебня 2-4 см) и песка. Грунты ИГЭ 16 залегают под четвертичными отложениями.

Нормативные и расчетные значения грунтов ИГЭ 16 приведены в табл. 5.6.

Грунты ИГЭ 16 обладают пластическими свойствами. В соответствии с ГОСТ 25100-2011 они относятся к классу дисперсных грунтов, группа - связные, подгруппа - осадочные, вид – минеральные глинистые грунты, которые разделяются по числу пластичности и грансоставу, по показателю текучести, набуханию, скорости размокания, просадочности.

Алевролиты, сильновыветрелые до суглинков (ИГЭ 16) непросадочные, ненабухающие (приложение П), по типу размокаемости - быстро размокаемые (приложение Р), в гранулометрическом составе преобладают пылеватые частицы (приложение Т). Содержание карбонатов в суглинках ИГЭ 16 составляет 1-4% (приложение С).

По степени водопроницаемости грунты относятся к слабопроницаемым (коэффициент фильтрации $k_f=0,1\text{ м/сут}$).

Ввиду быстрой размокаемости грунтов разреза следует предусмотреть меры по предотвращению их промачивания.

Согласно карте карстопроявлений на территории СССР и схеме карстовых областей и районов Европейской части СССР, Урала и Кавказа, справочника по инженерной геологии (Ребрик Б.М., Соколов. Д. С., М., Недра) карстопроявление на территории Республики Удмуртия отсутствует. Карстующиеся породы в пределах района изысканий не встречены.

В соответствии с СП 116.13330.2012 и картой местного регионального районирования исследуемая территория не является карстоопасной для строительства проектируемых сооружений. По данным маршрутных обследований внешние проявления карстовых процессов (воронки, котловины и др.) не зафиксированы. Развитие карстовых процессов

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			Д013330220000-ТКР.ТЧ							10
			Изм	Кол.уч	Лист	Нодок.	Подпись	Дата		

зафиксировано только в нижнепермских отложениях (P_1), залегающих на глубине 500-800 м (глубинный карст). На строительство и эксплуатацию сооружений они негативного влияния не окажут.

2.3 Гидрогеологические условия в основании линейного объекта

Гидрогеологические условия участка исследований до изученной глубины 15,0м характеризуются наличием грунтовых вод, вскрытых в отдельных скважинах. В пределах основной площади грунтовые воды не вскрыты.

Появившийся уровень грунтовых вод (поровых безнапорных) в период проведения изысканий (ноябрь-декабрь 2022г.) отмечен на глубинах 3,7-4,0 м от поверхности земли на абсолютных отметках 139,28-140,47 м БС, установившийся уровень соответствует появившемуся.

Водовмещающими грунтами являются мягкопластичные суглинки ИГЭ 9а, местами тугопластичные суглинки ИГЭ 9. Локальным водоупором служат пермские элювиальные отложения.

Питание подземных вод смешанное: подземное, атмосферно-паводковое, техногенное. Разгрузка подземных вод происходит в местную эрозионную сеть (в русла ближайших и пересекаемых водотоков).

Вследствие гидравлической связи с поверхностными водами уровень грунтовых вод в течение года изменяется. Во время половодий и паводков при высоком стоянии горизонта речных вод происходит поднятие уровня грунтовых вод. В сезоны половодий и ливневых дождей следует ожидать подъем грунтовых вод на 1,0-1,5 м выше от замеренного.

В период весеннего снеготаяния и обильного выпадения сезонных осадков, а также в результате техногенных утечек, возможно появление «верховодки» в верхней части разреза на кровле глинистых слабопроницаемых грунтов.

По критериям типизации территорий по подтопляемости, согласно приложению «И» СП 11-105-97 часть II, по условиям развития процесса подтопления участок является сезонно подтопляемым в естественных условиях (I-A-2), при этом развитие процесса подтопления происходит по схеме 2 - вследствие увлажнения грунтов и формирования локального временного водоносного горизонта типа «верховодки»;

По химическому составу грунтовые воды по катионам и анионам смешанного состава.

Подземные воды слабосоленоватые (сухой остаток 1558-1964 мг/л), от жестких до очень жестких (жесткость 8,1-9,5 мг-экв/л).

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		11

Согласно табл. В.3 СП 28.13330.2012, подземные воды неагрессивны по отношению к бетонам.

Согласно табл. В.4 СП 28.13330.2012, подземные воды неагрессивные (по содержанию сульфатов) по отношению к бетонам.

Согласно табл. Г.2 СП 28.13330.2012, подземные воды слабоагрессивные (по содержанию хлоридов), при периодическом смачивании по отношению к арматуре железобетонных конструкций.

2.4 Геологические и инженерно-геологические процессы в основании линейного объекта

Согласно СП 11-105-97, Часть II и СП 115.13330.2016, из опасных геологических и инженерно-геологических процессов в пределах участка проектируемого строительства отмечается пучинистость грунтов в зоне сезонного промерзания. В период весеннего снеготаяния и обильного выпадения сезонных осадков, а также в результате техногенных утечек, возможно появление «верховодки» в верхней части разреза на кровле глинистых слабопроницаемых грунтов.

Пучинистость. Грунты в зоне сезонного промерзания, а также в открытых котлованах, траншеях подвержены воздействию сил морозного пучения. При сезонном промерзании они способны увеличиваться в объеме, что сопровождается подъёмом поверхности грунта и развитием сил морозного пучения, действующих на конструкции сооружений. При последующем оттаивании пучинистого грунта происходит его осадка.

Грунты в зоне сезонного промерзания: суглинки полутвердые (ИГЭ 8п) – слабопучинистые; суглинки тугопластичные (ИГЭ 9) – среднепучинистые.

Нормативная глубина сезонного промерзания (с учетом данных по метеостанции Сарапул) составляет для суглинков 1,6 м.

По критериям типизации территорий по подтопляемости, согласно приложению «И» СП 11-105-97 часть II, по условиям развития процесса подтопления участок является сезонно подтопляемым в естественных условиях (I-A-2), при этом развитие процесса подтопления происходит по схеме 2 - вследствие увлажнения грунтов и формирования локального временного водоносного горизонта типа «верховодки».

По результатам рекогносцировочного обследования непосредственно на участке изысканий и на сопредельных территориях, наличия карстовых проявлений не обнаружено.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ТКР.ТЧ		Лист
											12

Карстующиеся породы в пределах участка изысканий не встречены. Исходя из геолого-литологического строения территории и по результатам изысканий прошлых лет, можно сделать вывод, что защитный экран терригенных верхнепермских отложений составляет более 20 м.

Согласно карте карстопроявлений на территории СССР и схеме карстовых областей и районов Европейской части СССР, Урала и Кавказа, справочника по инженерной геологии (Ребрик Б.М., Соколов. Д. С., М., Недра) карстопроявление на территории республики Удмуртия отсутствует.

Принимая во внимание вышеизложенные факты, исследованная площадь относится к VI категории (провалообразование исключается) по карстовой опасности (табл. 5.1 СП 11-105-97, часть II).

Категория сложности инженерно-геологических условий участка, согласно СП 47.13330.2012, СП 11-105-97, Часть I (приложение Б) - III (сложная): в пределах участка распространены элювиальные отложения и просадочные грунты, обладающие специфическими свойствами.

- участок исследований находится в пределах одного геоморфологического элемента, поверхность слабонаклонная: по данному признаку инженерно-геологические условия территории оцениваются – II категория;

- в разрезе выделено не более двух литологических слоев (I кат.);

- гидрогеологические условия изученной территории характеризуются развитием (на отдельных участках) подземных вод. В период весеннего снеготаяния и обильного выпадения сезонных осадков, а также в результате техногенных утечек, возможно появление «верховодки» в верхней части разреза на кровле глинистых слабопроницаемых грунтов (II кат.);

- в пределах исследуемого участка грунты, обладающие специфическими свойствами, представлены элювиальными образованиями (ИГЭ 16), слабопросадочными грунтами (ИГЭ 8п) и техногенными отложениями (ИГЭ 16) - (III кат.);

Опасные природные процессы проявляются в виде морозного пучения грунтов в зоне сезонного промерзания (II кат.);

- природно-технические условия производства работ - (II кат.)

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

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

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист

13

Сейсмические условия. Район работ, в соответствии с СП 14.13330.2018, не относится к сейсмически опасным. Интенсивность сейсмических воздействий, определенная на основе карт общего сейсмического районирования территории Российской Федерации – ОСР-97-А с вероятностью 10% территория изысканий относится к сейсмическому району 5 баллов.

3 СВЕДЕНИЯ О КАТЕГОРИИ И КЛАССЕ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

В соответствии с требованиями п. 5.3 СП 284.1325800.2016 проектируемые нефтегазопроводы DN300 и более отнесены ко II классу, DN250 и менее отнесены к III классу. Высоконапорные и низконапорные водоводы системы ППД отнесены ко II классу. Категория проектируемых линейных трубопроводов принята согласно таблицы 1 СП 284.1325800.2016. Категория нефтегазопроводов и низконапорных водоводов принята III, водоводы с рабочим давлением свыше 10 МПа (высоконапорные водоводы) – категории II.

Категорийность участков трубопроводов назначена в соответствии с таблицей 2 СП 284.1325800.2016.

Участки пересечения с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны от пересекаемой коммуникации приняты категории II как для нефтегазопроводов, так и для трубопроводов системы заводнения.

Участки пересечения с автодорогами IV категории принимаются в соответствии с категорией основного трубопровода.

Участки в пределах по 250 м по обе стороны от мест установки запорной арматуры, а также участки подхода к площадке ТВО, БКНС-5 и БОВ в пределах 250 м - приняты категории II как для нефтегазопроводов, так и для трубопроводов системы заводнения.

3.1 ЭТАПНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВО

Строительство объекта согласно техническому заданию предусмотрено в три этапа. Строительство линейный трубопроводов предусматривается во второй и третьем этапе строительства. Во второй этап включено строительство следующих линейных трубопроводов:

- Трубопровод приёма ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176 до проектируемого узла задвижек;
- Трубопровод приёма ТВО-5 от проектируемого узла задвижек;
- Трубопровод выхода с ТВО-5 до точки врезки «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К СТ15» инв. №301190178;

Изм	№ подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
							14

- Трубопровод от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$10 ДУ А10,11» инв. №301190239 до врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176;
- Водовод от БОВ до существующего приёмного водовода Д325х8.

В третий этап включено строительство следующих линейных трубопроводов:

- Водовод от допблока БКНС-5 до блока гребёнки.

4 СВЕДЕНИЯ О ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Проектная производительность проектируемых трубопроводов назначена в соответствии с заданием на проектирование, проектная производительность нефтегазопроводов соответствует производительности проектируемой площадки ТВО-5, проектная производительность трубопроводов системы заводнения (водоводов – расходам дополнительного блока БКНС-5.

Технические характеристики проектируемых нефтегазопроводов и водоводов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика трубопроводов

№ трассы	Наименование трассы	Расчетный расход, м ³ /сут	Расчетное давление, Р _р , МПа	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	Протяженность, м
7.1	Трубопровод приёма ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К СТ15» инв. №301190178 до проектируемого узла задвижек	12918	4,0	325х8	17,4
7.2	Трубопровод приёма ТВО-5 от проектируемого узла задвижек	15842	4,0	325х8	337,8
8	Трубопровод выхода с ТВО-5 до точки врезки «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К СТ15» инв. №301190178	7142	4,0	273х8	355,9
9	Трубопровод приёма ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176 до проектируемого узла задвижек	2924	4,0	159х6	48,0
10	Трубопровод от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$10 ДУ А10,11» инв. №301190239 до врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176	1060	4,0	114х6	47,8
11	Низконапорный водовод от БОВ до существующего приёмного водовода	8700	4,0	325х8	29,9
13	Высоконапорный водовод от доп блока БКНС-5 до блока гребёнки	7200	15,0	219х14	11,7

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

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист

15

5 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Расстановка узлов линейной арматуры предусмотрена с учетом требований п.9.2 СП 284.1325800.2016. Места расстановки запорной арматуры указаны на технологической схеме (лист 1 Д013330220000-ТКР.ГЧ) и планах трасс (лист 2 Д013330220000-ТКР.ГЧ).

В качестве запорной арматуры приняты клиновые задвижки с ручным управлением. Задвижки размещаются надземно.

Согласно заданию на проектирование автоматизированные системы управления процессом перекачки не требуются.

Границами проектируемых нефтегазопроводов служат места врезок в существующие нефтегазосборные трубопроводы и граница ограждения технологической площадки ТВО-5 и БКНС-5.

6 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Согласно заданию на проектирование и действующим нормативным документам на проектируемых участках трубопроводов установка энергопотребляющего оборудования (электроприводные задвижки) не предусмотрена.

7 ОБОРУДОВАНИЕ, МЕХАНИЗМЫ И ТРАНСПОРТНЫЕ СРЕДСТВА, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТА

Потребность строительного производства в техническом парке и механооснащенности определена в целом на основании физических объёмов работ, эксплуатационной производительности машин и предполагаемых сроков строительства, в соответствии с принятыми методами производства работ.

Конкретное количество, тип и марки оборудования, используемого в процессе производства работ, в том числе грузоподъёмного, транспортных средств и механизмов, приведены в томе «Проект организации строительства».

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

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

						Д013330220000-ТКР.ГЧ	Лист
							16
Изм	Кол.уч	Лист	№докум.	Подпись	Дата		

8 СВЕДЕНИЯ О ЧИСЛЕННОСТИ И СОСТАВЕ ПЕРСОНАЛА

Эксплуатация трубопроводов не требует постоянного обслуживания. Периодическое обслуживание осуществляется текущим персоналом ЦДНГ.

Доставка персонала на рабочее место осуществлена служебным автомобильным транспортом. Дополнительный набор персонала не требуется.

Примерная численность обслуживающего персонала представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Численность обслуживающего персонала

Состав обслуживающего персонала	Санитарная группа производственных процессов	Численность обслуживающего персонала		
		в сутки, чел.	в смену, чел	всего, чел.
Мастер по добыче нефти, газа и конденсата	1в, 2г, 2в	-	1 (8 час)	1
Оператор по добыче нефти и газа / обходчик	1в, 2г, 2в	-	2 (8 час)	2

Все работники, занятые на обслуживании опасных производственных объектах, к самостоятельной работе допускаются после прохождения инструктажей по безопасному ведению работ и проверке знаний по охране труда.

Проверка знаний работников, обслуживающих опасный производственный объект, на знание правил, инструкций и обязанностей, умение применять их на практике, проводится квалификационной комиссией ежегодно для рабочих и один раз в три года для ИТР в присутствии инспекторов Ростехнадзора.

9 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приёмам 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 определённому виду работ.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.							Лист
									17
			Д013330220000-ТКР.ТЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата				

Расследование и учёт несчастных случаев, а также нарушений правил охраны труда проводятся в установленном порядке в соответствии с действующим законодательством с выявлением причин и принятием мер по их предотвращению.

Для выполнения мероприятий по охране труда на предприятии выделяются средства и необходимые материалы, которые запрещается расходовать на другие цели.

Регламентация обязанностей и ответственности административно-технического персонала по охране труда и промышленной безопасности на объектах транспорта нефти определяются следующими документами:

- Трудовым Кодексом РФ;
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- другими документами федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере труда и социального развития.

Охрана труда персонала, осуществляющего обслуживание линейного объекта, обеспечивается:

- технологическими мероприятиями, предусматриваемыми в проектной документации и осуществляемыми в строительстве;
- комплексом организационных мер в период строительства объекта (авторский, технический надзор, обеспечение безопасных методов при проведении строительных работ);
- необходимым надзором за выполнением правил и инструкций по безопасности труда в период эксплуатации и строительства объекта;
- применением сертифицированного и безопасного оборудования и инструмента, применяемого при обслуживании и ремонте;
- применением системы связи и оповещения людей об аварийных ситуациях;
- применением сертифицированных средств индивидуальной и коллективной защиты персонала;
- обеспечением безопасности людей на территории объекта, осуществляемым комплексом организационных и конструктивных мер в период проведения ремонта;
- обучением рабочих и служащих правилам по охране труда, а также пропагандой безопасных методов труда непосредственно на рабочих местах;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		18

- периодической аттестацией рабочих и служащих в области промышленной безопасности, пожарной безопасности;
- профилактикой несчастных случаев и повреждения здоровья работников;
- профессиональной подготовкой и обучением обслуживающего персонала в области безопасных методов производства работ;
- проведением инструктажей по программам, разработанным и утверждённым в установленном порядке в отрасли;
- строгим соблюдением режима труда и отдыха, санитарно-гигиенических условия труда, в соответствии с действующим Трудовым Кодексом РФ;
- обеспечением рабочего персонала медицинским обслуживанием;
- строгим соблюдением периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния труб.

Специальные устройства и приспособления для пожаротушения и ликвидации возможных аварий должны быть исправными и в любой момент готовыми к применению. Обслуживающий персонал должен быть обучен правилам работы с этими устройствами. На предприятии периодически должны производиться учения по ликвидации возможных аварий и загораний.

На рабочих местах промышленных объектов должны быть следующие инструкции:

- по эксплуатации оборудования;
- должностные инструкции для обслуживающего персонала;
- по охране труда;
- по пожарной безопасности;
- по действию персонала в аварийных ситуациях;
- по охране окружающей среды;
- по ликвидации возможных аварий;
- технологические регламенты по эксплуатации объектов.

Инструкции должны быть пересмотрены и уточнены, если в результате расследования аварий и несчастных случаев оказывается, что в них недостаточно отражены меры безопасности, а также, если произошли изменения в технологическом процессе или условиях работ.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист 19
			Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Технологический регламент определяет технологию, правила и порядок ведения процесса, режимные параметры, показатели качества продукции, безопасные условия эксплуатации объекта и перечень действующих нормативных документов.

Обслуживающий персонал обязан строго соблюдать утвержденный технологический регламент, нести ответственность за его выполнение и использовать современные средства контроля.

Производственный персонал должен знать технологические схемы сооружений, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов, методы и способы безопасного производства работ.

На предприятии должен быть разработан перечень работ повышенной опасности, в котором отдельно должны быть указаны работы, выполняемые с оформлением наряда-допуска и без оформления наряда-допуска, но с регистрацией перед их началом в специальном журнале, что вызвано необходимостью ликвидации аварийных ситуаций и аварий.

Условия труда оценивают в соответствии с установленными гигиеническими критериями. Класс условий труда определяется в результате аттестации рабочих мест по условиям труда.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску.

Работа в опасных (экстремальных) условиях не допускается, за исключением ликвидации аварий, проведения экстренных работ по предупреждению аварийных ситуаций. При этом работа должна производиться в соответствующих средствах индивидуальной защиты и при строгом соблюдении режимов, регламентированных для таких работ.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» и Методическим рекомендациям МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» время работы персонала на открытых территориях, в целях защиты работающих от возможного перегревания или переохлаждения, при температуре воздуха на рабочих местах выше или ниже допустимых величин должно быть ограничено.

Персонал, работающий на открытых территориях независимо от периода года, должен быть обеспечен специальной теплой одеждой и теплой обувью в соответствии с типовыми нормами.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									20	
			Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ	

При низких температурах необходимо ограничивать время пребывания на открытом воздухе, предусматривать организацию горячего питания. Работу в зонах с низкой температурой окружающего воздуха следует производить в теплой спецодежде, чередуя со временем для обогрева. При температуре воздуха минус 40 °С и ниже необходима защита органов дыхания.

В соответствии со статьёй 221 Трудового кодекса Российской Федерации на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утверждёнными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Для защиты головы от ударов случайными предметами необходимо при выполнении работы носить защитную каску.

При выполнении работ, при которых возможно образование концентраций вредных газов и паров выше допустимых санитарных норм, работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД): изолирующими противогазами, противогазовыми и противопылевыми респираторами.

При опасности попадания в глаза инородных тел, вредных жидкостей, паров или газов, раздражения глаз сильным световым излучением, работающие должны пользоваться защитными очками. Для защиты от пыли и брызг применяются защитные очки, плотно прилегающие к лицу оправой из металла, кожи или пластмассы. Защитные очки находятся в индивидуальном пользовании рабочего.

Для обеспечения безопасной работы проектируемых объектов обслуживающий персонал обязан:

- наблюдать за состоянием трубопроводов;
- следить за своевременным проведением ревизий и обслуживания арматуры, приборов КИПиА;
- следить за своевременным проведением ремонтных работ на трубопроводах и запорной арматуре, а также ремонте приборов КИПиА.

Организация участков работ должна обеспечивать безопасность труда работающих на всех этапах выполнения работ, технологическая последовательность одних производственных операций не должна являться источником опасности, при выполнении других.

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			Д013330220000-ТКР.ТЧ						
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата				

Основными мероприятиями, обеспечивающими защиту персонала при возможных аварийных ситуациях, во время обслуживания и эксплуатации проектируемых объектов, являются:

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

Все работы по эксплуатации и обслуживанию проектируемого оборудования должны производиться в строгом соответствии с инструкциями, определяющими основные положения по эксплуатации, инструкциями по технике безопасности, эксплуатации и ремонту оборудования, составленными с учётом местных условий для всех видов работ, утверждёнными соответствующими службами.

10 АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

Согласно заданию, на проектирование автоматизированные системы управления процессом перекачки не требуются.

Взам. инв. №							Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
Подп. и дата								22
Инв. № подл.								
		Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

11 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ТРАНСПОРТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПО ВИДАМ ТРАНСПОРТА, В ТОМ ЧИСЛЕ ТРЕБОВАНИЯ АНТИТЕРРОРИСТИЧЕСКОЙ ЗАЩИЩЕННОСТИ ОБЪЕКТОВ

Проектируемые трубопроводы проложены подземно на глубине не менее 1,0 м до верха трубы. С целью предотвращения несанкционированного доступа, запорная арматура размещается в ограждении.

В зависимости от вида и размера ущерба, промышленные трубопроводы согласно СП 132.13330.2011 относятся к 3 классу (низкая значимость).

Проектируемый объект не относится к объектам социально-культурного и коммунально-бытового назначения, на проектируемом объекте не предусматривается массовое скопление людей (более 50 человек), в связи с этим мероприятия по обнаружению взрывных устройств, оружия и боеприпасов согласно СП 132.13330.2011 не предусматриваются.

12 ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА

Работы по обслуживанию и ремонту трубопроводов должны регламентироваться технологическими регламентами, инструкциями и технологическими схемами, разрабатываемыми эксплуатирующей трубопроводы предприятием с учётом местных условий и на основании государственных и отраслевых нормативно-технических документов. Номенклатуру, порядок разработки и утверждение инструкций и технологических регламентов устанавливает Предприятие.

Объект должен обслуживаться специально подготовленным персоналом.

Эксплуатационный персонал должен иметь квалификацию, соответствующую утверждённым должностным инструкциям и инструкциям по профессиям.

Производственный персонал должен знать технологические схемы сооружений, назначение всего оборудования, трубопроводов, арматуры, контрольно-измерительных приборов, методы и способы безопасного производства работ.

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту должны регистрироваться в технической документации службы.

Транспорт, механизмы и оборудование, предназначенные для выполнения аварийно-восстановительных работ, должны находиться в постоянной исправности и готовности к

Взам. инв. №							Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
Подп. и дата								23
Инв. № подл.								
		Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	

немедленному выезду и применению. Использовать данную технику на хозяйственных работах запрещается.

Для ликвидации аварий и их последствий на производственных базах АО «Белкамнефть им. И.М. Волкова» должен храниться аварийный запас труб, оборудования, соединительных деталей, горюче-смазочных и других материалов. Аварийный запас должен систематически пополняться и соответствовать действующим нормам аварийного запаса.

Порядок хранения, учёта и отчётности подразделений по использованию аварийного запаса труб устанавливается руководством предприятия.

Марка и толщина стенок труб аварийного запаса должны соответствовать аналогичным параметрам эксплуатируемых труб.

13 ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ПРОДУКТА

Добытая из скважин водонефтегазовая эмульсия за счет давления, создаваемого электроцентробежными насосами или приводами станков-качалок на добывающих скважинах, поступает на установку путевого сброса воды (ТВО). На ТВО происходит разделение продукции скважин на нефть и воду. Отделившаяся вода по низконапорным водоводам за счёт остаточного давления поступает на БКНС. Далее вода по высоконапорным водоводам поступает к нагнетательным и поглощающим скважинам для закачки в пласт.

Характеристика трасс сведена в таблицу 1. Направление, протяжённость, начальные и конечные пункты трасс приняты согласно ТЗ и ТТ и согласованных Заказчиком технологических схем. Технологические схемы проектируемых линейных трубопроводов приведены в графической части тома.

14 ХАРАКТЕРИСТИКА ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ. ОБОСНОВАНИЕ ДИАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДОВ. СВЕДЕНИЯ О РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ И МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОМ РАБОЧЕМ ДАВЛЕНИИ

Объёмы перекачки по проектируемым водоводам определены на основании необходимых объёмов закачки в пласт, объёмы перекачки по проектируемым нефтегазопроводам определены на основании дебитов скважин, с которых осуществляет сбор продукции. Наружный диаметр трубопроводов принят на основании ТТ и подтверждён

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Д013330220000-ТКР.ТЧ					Лист
					24

гидравлическим расчётом. Рабочее давление принято исходя из характеристик насосов. За максимальное расчетное давление в нефтегазосборных трубопроводах - 4,0 МПа принято давление срабатывания предохранительных клапанов на измерительных установках и давление автоматического отключения УЭЦН, ШГН при работе на закрытую задвижку на выкидной линии в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и ГОСТ 32569-2013

Гидравлический расчёт произведён в программе «Гидросистема» версия 3.80 R3.

Продукция скважин представляет собой нефтегазовую эмульсию. Основные свойства транспортируемого продукта представлены в таблице 3 и 3.1.

Таблица 3 – Физико-химические свойства перекачиваемого продукта

Показатель	Среднее значение
Плотность пластовой воды, при 20 °С, кг/м ³	1182
Плотность нефти, при 20 °С, кг/м ³	882,5
Плотность газа относительная (по воздуху), при 20 °С, доли.ед	1,26
Вязкость дегазированной нефти, мПа*с	18,45
Вязкость пластовой воды, мПа*с	1,7
Обводненность нефти, %	94,6
Содержание сероводорода в нефти, %	-
Газовый фактор нефти, м ³ /м ³	13,02

Таблица 3.1 - Свойства и состав пластовых вод

Наименование параметра	Терригенная толща нижнего карбона	Каширо- Подольские отложения
	Средние значения	
Плотность, г/см ³	1,181	1,169
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	1,6	1,7
Общая минерализация, г/л	271,8	227,4
Водородный показатель, рН	6,95	6
Жесткость общая, (мг-экв/л)	-	-
Химический состав вод, (мг/л)		
- Na ⁺⁺ K ⁺	89,08	67,55
- Ca ⁺²	10,99	12,66
- Mg ⁺²	3,27	4,8
- Cl ⁻	166,2	143,5
- HCO ₃ ⁻	0,14	0,13
- CO ₃ ⁻²	-	-

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

						Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		25

Наименование параметра	Терригенная толща нижнего карбона	Каширо- Подольские отложения
	Средние значения	
- SO4-2	0,76	0,95
- NH4+	-	156,9
- Br-	274	385,3
- J-	-	11,2
- B+3	-	12
- Li+	3,1	4,4
- Sr+2	250	246,9
- Rb+	-	-
- Cs+	-	-
Химический тип воды, преимущественный (по В.А.Сулину)	Хлоркальциевый	
Количество исследованных проб	235	22

Продукция скважин поступает на ТВО, где нефтегазовая смесь сепарируется от воды и уходит обратно в нефтегазосборный коллектор. Далее вода поступает в блок очистки воды (БОВ). На входе в БОВ вода поступает с содержанием взвешенных веществ в количестве 24,8 мг/дм³ и нефтепродуктов в количестве 148,2 мг/дм³, а после отделения вода на БКНС поступает с содержанием взвешенных веществ в количестве 11,0 мг/дм³ и нефтепродуктов в количестве 29,8 мг/дм³. Плотность пластовой воды, транспортируемой по проектируемым водоводам, составляет 1182 кг/м³.

Физико-химический состав воды принят в соответствии с Актом В-1/2022.08.33 (Приложение В)

15 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ РАБОТЫ КЛАПАНОВ-РЕГУЛЯТОРОВ

По технологии перекачки на проектируемых трубопроводах установка регуляторов давления и предохранительных клапанов не предусматривается.

16 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АНТИФРИКЦИОННЫХ ПРИСАДОК

Согласно ТЗ проектной документацией не предусматривается применение антифрикционных присадок.

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Д013330220000-ТКР.ТЧ					Лист
					26

17 ОБОСНОВАНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНОК ТРУБ

Каждый из проектируемых линейных трубопроводов выполнен из труб с одинаковой толщиной стенки. Протяжённость трасс не оказывает существенного падения давления в трубопроводах.

Толщины стенок труб и соединительных деталей определены расчётом по методике СП 284.1325800.2016 с учётом проверки напряжённого состояния и устойчивости подземных трубопроводов, скорости внутренней коррозии и сортамента труб и соединительных деталей, выпускаемых заводами-изготовителями.

Исходные данные и результаты расчёта сведены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные данные и результаты расчета толщин стенок

Наружный диаметр, мм	Макс. раб. давление, Р, раб. МПа	Марка стали	Предел прочности, МПа	Предел текучести стали, МПа	Коэффициент надежности по материалу	Коэффициент надежности по назначению	Коэффициент несущей способности труб	Коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению)	Коэффициент условий работы	Расчетная толщина стенки труб, мм		Принятая толщина стенки труб, мм	Отрабоченная толщина стенки	Расчетный срок эксплуатации, лет
										категория участков				
										II	III			
Нефтеборные трубопроводы														
114	4,0	20	412	245	1,47	1,0	1,0	1,15	0,9	-	2,0	6	2,0	19,8
159	4,0	20	412	245	1,47	1,0	1,0	1,15	0,9	-	2,6	6	2,0	17,3
273	4,0	20	412	245	1,47	1,0	1,0	1,15	0,75	4,1	-	8	3,0	19,6
325	4,0	20	412	245	1,47	1,0	1,0	1,15	0,75	4,7	-	8	3,0	16,6
Низконапорные водоводы														
325	4,0	20	412	245	1,47	1,0	1,0	1,15	0,75	4,7	-	8	3,0	16,6
Высоконапорный водовод														
219	15,0	20	412	245	1,47	1,0	1,0	1,15	0,75	10,8	-	14	3,0	16,3

При выборе толщины стенки учитывалась прибавка на коррозию, так как согласно РД 39-0147103-362-86 «Руководство по применению антикоррозионных мероприятий при составлении проектов обустройства и реконструкции объектов нефтяных месторождений» по степени агрессивного воздействия пластовая вода, а также продукция скважин относится к среднеагрессивной среде со скоростью коррозии 0,1-0,2 мм/год.

Расчётный срок эксплуатации проектируемых трубопроводов определён по формуле:

$$S = (S_{пр} - S_{отбр}) / a, \text{ мм, где}$$

$S_{пр}$ – проектная толщина стенки трубопровода, мм;

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

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист

27

$S_{отбр}$ – отбраковочная толщина стенки трубопровода, мм;

a – скорость коррозии, при расчёте принята 0,2 мм/год.

Назначенный срок эксплуатации трубопроводов принимается равным расчётному.

18 ОБОСНОВАНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

Места расстановки запорной арматуры указаны на технологической схеме линейных трубопроводов. Расстановка арматуры выполнена с учётом требований п. 9.2 СП 284.1325800.2016.

В качестве запорной арматуры приняты клиновые задвижки. Задвижки размещаются надземно в пределах территории технологических площадок, либо в собственном ограждении.

Сведения о местах установки и характеристиках запорной арматуры, устанавливаемой на трубопроводах приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – характеристики запорной арматуры

Пикет на котором установлена арматура	Номинальный диаметр прохода DN, мм	Номинальное давление PN, МПа	Вид управления	Тип установки, (надземно/подземно)
Трубопровод выхода с ТВО-5 до точки врезки «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К СТ15» инв. №301190178 (Трасса 7.1)				
ПК0+20,1	300	4,0	ручное	надземно
Трубопровод приёма ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К СТ15» инв. №301190178 до проектируемого узла задвижек (Трасса 8)				
ПК0+20,1	250	4,0	ручное	надземно
Трубопровод приёма ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176 до проектируемого узла задвижек (Трасса 9)				
ПК0+48	150	4,0	ручное	надземно

Герметичность затворов арматуры соответствует классу А по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение УХЛ по ГОСТ 1518-69 (Температура окружающего воздуха при эксплуатации от -60 до +40 °С). Запорная арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами. Арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения на применение.

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Д013330220000-ТКР.ТЧ					Лист
					28

19 СВЕДЕНИЯ О РЕЗЕРВНОЙ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА И РЕЗЕРВНОМ ОБОРУДОВАНИИ, И ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ НЕОБХОДИМОСТИ В НИХ

Резервирование трубопроводов (дополнительные нитки, лупинги), а также оборудования трубопроводов не предусматривается.

20 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ ПРОДУКЦИИ НА ОСНОВЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА ДРУГИХ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

На сегодняшний день не существует альтернативного способа доставки подтоварной воды для закачки в пласт, а также транспорта добытой нефти до центральных пунктов подготовки нефти. Транспортировка пластовой воды осуществляется при помощи БКНС. Транспортировка нефти осуществляется при помощи насосного оборудования, установленного в добывающих скважинах.

21 ОБОСНОВАНИЕ ВЫБРАННОГО КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Места расстановки запорной арматуры указаны на технологической схеме линейных трубопроводов и планах трасс. Расстановка арматуры выполнена с учётом требований п. 9.2 СП 284.1325800.2016.

В качестве запорной арматуры на нефтепроводах приняты клиновые задвижки, на высоконапорных водоводах задвижки дисковые. Задвижки размещаются надземно в пределах территории технологических площадок, либо в собственном ограждении.

Герметичность затворов арматуры соответствует классу А по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение УХЛ по ГОСТ 1518-69 (Температура окружающего воздуха при эксплуатации от -60 до +40 °С). Запорная арматура заказывается в комплекте с ответными фланцами. Арматура имеет сертификаты соответствия и разрешения на применение.

На всех узлах запорной арматуры на проектируемых трубопроводах устанавливаются манометры для местного контроля давления до и после задвижки.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№докл.	Подпись	Дата

Д013330220000-ТКР.ТЧ

22 СВЕДЕНИЯ О РАСХОДЕ ТОПЛИВА, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ВОДЫ НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НУЖДЫ

Перекачка пластовой воды осуществляется при помощи БКНС. Транспортировка нефти осуществляется при помощи насосного оборудования, установленного в добывающих скважинах. Расход электроэнергии для обеспечения работы БКНС и скважинных насосов определен в разделе электроснабжения. Электроприводная арматура на трубопроводе не предусматривается. Дополнительный расход топлива, электроэнергии и воды на технологические нужды не требуется

Потребность в энергоресурсах и воде на период строительства определена в разделе «Проект организации строительства» настоящей проектной документации.

23 ОПИСАНИЕ СИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Нефтегазопроводы и водоводы диаметром 159 мм и выше должны быть подвергнуты предпусковой внутритрубной приборной диагностике (или иной приборной диагностике) согласно требованиям ФНП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». В процессе эксплуатации техническое диагностирование трубопровода выполняет эксплуатирующая и специализированные организации. Применяются следующие способы диагностирования:

- электрометрическое обследование с применением специального оборудования и приборов;
- экскавация трубопровода (шурфование);
- испытание трубопровода (участка трубопровода) гидравлическим способом;
- лабораторным исследованием свойств материалов, сварных соединений, изоляционного покрытия и др., которые проводят на образцах из труб, полученных при отказах, проведении ремонтных работ, а также в тех случаях, когда это предусмотрено технологией проведения диагностических работ.

Участки трубопроводов, относящиеся к особо опасным (пересечения с автомобильными дорогами и технологическими коммуникациями), подвергаются предпусковой приборной диагностике акустико-эмиссионным методом.

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

Д013330220000-ТКР.ТЧ

24 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЗАЩИТЕ ТРУБОПРОВОДА ОТ СНИЖЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОДУКТА НИЖЕ ДОПУСТИМОЙ

Для исключения замерзания транспортируемой жидкости в трубопроводах в период с отрицательными температурами наружного воздуха предусмотрены следующие мероприятия:

- трубопроводы проложены подземно;
- глубина укладки принята в зависимости от минерализации воды не менее 0,7 м до верха трубы в соответствии с п. 9.3.2 СП 284.1325800.2016;
- надземные участки трубопроводов не имеют застойных зон;
- перекачка продукта – непрерывная.

Согласно выполненным расчетам время до застывания перекачиваемого продукта при остановке перекачки позволяет произвести необходимые работы для исключения застывания продукта.

25 СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ И ОБЪЕМЕ ОТХОДОВ

В период эксплуатации проектируемых участков трубопроводов отходы не образуются.

26 ОЦЕНКА ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Оценка возможных аварийных ситуаций представлена в томе 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности».

27 СВЕДЕНИЯ ОБ ОПАСНЫХ УЧАСТКАХ ПО ТРАССЕ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЗАЩИТНЫХ ЗОН

Трассы проектируемых трубопроводов проложены на расстояниях не менее указанных в таблице 7 СП 284.1325800.2016, опасные участки по трассе отсутствуют.

Опасные инженерно-геологических процессы отсутствуют.

Согласно Федеральному закону от 21.07.1997 N 116-ФЗ проектируемые нефтегазопроводы относятся к опасным производственным объектам.

По трассам трубопроводов для исключения возможности повреждения трубопроводов, устанавливается охранная зона – вдоль трассы трубопроводов в виде участка, ограниченного

Взам. инв. №		Подп. и дата	Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
										31
Инов. № подл.										

условными линиями, проходящими на расстоянии 25 м от оси трубопровода с каждой стороны.

В охранной зоне трубопровода запрещается:

- перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков, контрольно-измерительных пунктов;
- открывать калитки и двери необслуживаемых усилительных пунктов кабельной связи, ограждений; узлов линейной арматуры, открывать и закрывать краны и задвижки, отключать или включать средства связи, энергоснабжения и телемеханики трубопроводов;
- устраивать всякого рода свалки, выливать растворы кислот, солей и щелочей;
- размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

В охранных зонах трубопроводов сторонними организациями без письменного согласия организации, их эксплуатирующей, запрещается:

- возводить любые постройки и сооружения;
- высаживать деревья и кустарники всех видов, складывать корма, удобрения и материалы, скирдовать сено и солому, содержать скот, ловить рыбу, производить колку и заготовку льда;
- сооружать проезды и переезды через трассы трубопроводов, устраивать стоянки автомобильного транспорта, тракторов и механизмов, размещать коллективные сады и огороды.

28 ОПИСАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ПРОХОЖДЕНИЮ ТРАСС ТРУБОПРОВОДОВ

Трассы трубопроводов проложены преимущественно в существующих инженерных коридорах коммуникаций. Часть трасс проектируемых трубопроводов проложены в одной траншее. Согласно п.9.3.5 СП 284.1325800.2016 в одной траншее допускается прокладка не более 4х трубопроводов. Исходя из условий обеспечения надежности и безопасности эксплуатации трубопроводов и удобства выполнения СМР расстояние между осями трубопроводов, укладываемых в одной траншее принято равным 1 м, что не противоречит требованиям п. 8.7 ГОСТ Р 55990-2014.

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
							32
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Укладка трубопроводов преимущественно предусматривается открытым способом, за исключением мест переходов через автомобильные дороги и коридоры коммуникаций согласно таблице 4.2.

Укладка трубопровода открытым способом предусматривается на естественное основание.

Переходы через автомобильные дороги

Переходы через транспортные коммуникации выполнены под углом близким к 90 градусам.

Переход через категорируемые автомобильные дороги нефтепроводом предусмотрено выполнять открытым способом с устройством защитного кожуха. Расстояние от верхней образующей защитного футляра до верха покрытия дороги принято не менее 1,4 м. Концы футляра выводятся на расстояние не менее 5 м от бровки земляного полотна дороги в соответствии с п.10.4.3 СП 284.1325800.2016.

Сведения о местах пересечения, характеристиках футляров, длинах переходов и способах укладки проектируемых трубопроводов с существующими автодорогами приведены в таблице 4.2

Таблица 4.2 – Сведения по пересекаемым дорогам в футлярах

№ перехода	Характеристика трубопровода	Пикетаж перехода	Характеристика футляра	Длина перехода, м	Способ укладки/тип дороги
Трубопровод приёма ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176 до проектируемого узла задвижек (Трасса 9)					
1	Нефтегазопровод Ø159x6	ПК0 ₉ +2.8- ПК0 ₉ +31.2	Ø377x8	28,4	Открытый / щебень, категория IV
Трубопровод от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$10 ДУ А10,11» (Трасса 10)					
2	Нефтегазопровод Ø114x6	ПК0 ₁₀ +17.6- ПК0 ₁₀ +45.5	Ø325x8	27,9	Открытый / щебень, категория IV
Низконапорный водовод от БОВ до существующего приёмного водовода (Трасса 11)					
3	Водовод Ø325x8	ПК0 ₁₁ +7.6- ПК0 ₁₁ +24.1	Ø530x10	16,5	Открытый / щебень, категория IV

Конструкция перехода с защитным кожухом через искусственные сооружения

Защитный кожух трубопровода на переходах через искусственные препятствия предусмотрен из стальных электросварных прямошовных труб соответствующего диаметра (см. таблицу 4.2) по ГОСТ 10704-91 из стали группы Д по ГОСТ 10705-80 с наружным заводским двухслойным полиэтиленовым покрытием по ТУ 1390-004-32256008-03. Во

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.						Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Д013330220000-ТКР.ТЧ		

избежание повреждения изоляции трубопровода при протаскивании в футляр трубная плеть оснащается опорно-направляющими кольцами, изготовленными из диэлектрического материала. Применены опорно-направляющие кольца ОНК Тип 1 по ТУ 1469-001-01297858-98. Кольца устанавливаются с шагом 3,5 м, а на расстояние 0,5 м вовнутрь от торцов кожуха устанавливаются сдвоенные кольца.

Для герметизации межтрубного пространства между защитным кожухом и водоводом используются герметизирующие манжеты МГ по ТУ 2531-007-01297858-02. Манжета надевается сначала на трубную плеть, затем на кожух с таким условием, чтобы между плетью и кожухом образовалась гофра, которая служит компенсатором при перемещении трубопровода относительно кожуха.

Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на неё монтируется защитное укрытие УЗМГ по ТУ 2296-009-01297858-2005.

Пересечения с коммуникациями

При пересечении проектируемого трубопровода с существующими промышленными трубопроводами АО «Белкамнефть» (водоводы и нефтепроводы) расстояние в свету между ними принято не менее 0,35м, угол пересечения составляет не менее 60 градусов.

29 ОБОСНОВАНИЕ БЕЗОПАСНОГО РАССТОЯНИЯ ОТ ОСИ ТРУБОПРОВОДА ДО ИНЖЕНЕРНЫХ СООРУЖЕНИЙ И НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ

Трассы проектируемых трубопроводов проходят в стороне (в пределах нормативных расстояний) от населённых пунктов в существующих инженерных коридорах.

Расстояния между параллельными трубопроводами принято в зависимости от диаметров параллельных трубопроводов по СП 284.1325800.2016 и составляет не менее 5 м.

Минимальное расстояние от опор ВЛ 6 кВ составляет 5 м (согласно ПУЭ).

При параллельной прокладке кабелям связи расстояние принято, исходя из условий проведения монтажных работ и параметров разрабатываемой траншеи.

При параллельной прокладке проектируемых промышленных трубопроводов с существующими автомобильными дорогами, состоящими на балансе АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова, принято расстояние не менее 10 м от подошвы насыпи дороги, согласно п.23 таблицы 7 СП 284.1325800.2016.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ТКР.ТЧ		Лист
											34

30 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО УКРЕПЛЕНИЮ ОСНОВАНИЙ И УСИЛЕНИЮ КОНСТРУКЦИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ТРАССЕ С КРУТИЗНОЙ СКЛОНОВ БОЛЕЕ 15 ГРАДУСОВ

Укрепление оснований и усиление конструкций не предусматривается.

31 ОБОСНОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ И УСТОЙЧИВОСТИ ТРУБОПРОВОДА И ОТДЕЛЬНЫХ ЕГО ЭЛЕМЕНТОВ

Необходимый уровень надёжности трубопровода обеспечивается:

- категорированием участков трубопровода и применением при прочностном расчёте соответствующих коэффициентов запаса прочности: коэффициента условий работы, коэффициента надёжности по нагрузке, коэффициента надёжности по назначению, коэффициента надёжности по материалу;
- комплексной системой защиты от коррозии. Комплексная система защиты от коррозии включает: использование труб, соединительных деталей (СДТ) с заводской антикоррозионной изоляцией, вводом ингибиторов коррозии.
- систематическим пооперационным, визуальным и измерительным, неразрушающим контролем качества сварных соединений в процессе производства строительно-монтажных работ;
- проведением гидравлических испытаний трубопроводов;
- применением сертифицированного оборудования и материалов;
- разработкой мероприятий по обеспечению пожарной безопасности проектируемых объектов (том 9).

Устойчивость положения трубопровода обеспечивается:

- принятой глубиной заложения водовода – 1,0 м до верха трубы;
- принятыми радиусами упругого изгиба;
- весом трубопровода с перекачиваемым продуктом.

32 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Все сварные стыки трубопроводов подлежат визуально-измерительному контролю в объеме 100%.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
										35

Для водоводов предусмотрен контроль стыков в объёме не менее 25% радиографическим методом и 75% ультразвуковым согласно ВСН 012-88.

Контроль сварных стыков нефтепровода предусмотрен в объёме 100% физическими методами (25% радиографическим методом и 75% ультразвуковым) в соответствии с п.19.8.5 СП 284.1325800.2016.

33 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ

Контроль качества изоляционных покрытий подземного трубопровода выполняется в соответствии с ГОСТ Р 51164-98.

При нанесении изоляционного покрытия проводится визуальный контроль состояния покрытия (не допускаются вздутия, гофры, складки).

Антикоррозионное защитное покрытие после нанесения контролируют по следующим показателям – адгезия в нахлесте, адгезия к стали, прочность при ударе, сплошность.

Толщину защитного покрытия контролируют неразрушающими методами с помощью толщиномеров на 10 % труб с заводским антикоррозионным покрытием, а также в местах, вызывающих сомнение.

Адгезию защитного покрытия контролируют на 2 % труб с заводским антикоррозионным покрытием, а также в местах, вызывающих сомнение.

Сплошность защитного покрытия смонтированного трубопровода контролируется перед укладкой в траншею искровым дефектоскопом.

После укладки и засыпки осуществляется контроль по сопротивлению изоляции и по сплошности.

Контроль сплошности защитного покрытия на уложенном и засыпанном трубопроводе, находящемся в не замёрзшем грунте следует проводить не ранее чем через две недели после засыпки искателем повреждений АНПИ, УДИП-1М или другим аналогичным прибором.

Изоляционное покрытие на законченном строительстве участках трубопроводов подлежит контролю методом катодной поляризации. Контроль следует проводить после оттаивания грунта. Глубина промерзания в период контроля изоляции не должна превышать 0,5 м.

Сопротивление изоляции трубопровода должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 51164-98.

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

Изм	Кол.уч	Лист	№доку.	Подпись	Дата

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист
36

34 ОЧИСТКА ПОЛОСТИ И ИСПЫТАНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Трубопроводы после завершения монтажа до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты очистке, испытанию на прочность и герметичность. Очистка и проведение испытаний назначена в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016.

Очистка полости подземного участка трубопровода производится после его укладки и засыпки; надземных участков – после укладки и крепления на опорах.

Очистка полости выполняется промывкой водой без пропуска очистных поршней. Испытание трубопроводов на прочность производится гидравлическим способом после проведения очистки полости.

Параметры испытаний на прочность назначаются в соответствии с таблицей 30 СП 284.1325800.2016 и в соответствии с разделом «Проект организации строительства» (том 6).

Участки пересечений трубопроводов с автомобильными дорогами (II категория) испытывают в 2 этапа: первый этап - после укладки в течение 6ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,5P_{раб}$, второй этап – одновременно с трубопроводом в течение 12ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,1P_{раб}$.

Участки пересечений трубопроводов с подземными коммуникациями (II категория) испытывают в 2 этапа: первый этап - до укладки в течение 6ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,5P_{раб}$, второй этап – одновременно с трубопроводом в течение 12ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,1P_{раб}$.

Узлы запорной арматуры испытывают в 2 этапа: первый этап - до укладки или крепления на опорах в течение 6ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,25P_{раб}$, второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода (II категория) в течение 12ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,1P_{раб}$.

Участки трубопроводов по 250 на подходе к площадкам ТВО, БКНС и БОВ (II категория) испытывают в 2 этапа: первый этап - до укладки в течение 12ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,5P_{раб}$, второй этап – одновременно с трубопроводом в течение 12ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,25P_{раб}$.

Участки трубопроводов (III категория) испытываются в один этап совместно со всем трубопроводом в течение 12ч с испытательным давлением $P_{исп}=1,1P_{раб}$.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.	Д013330220000-ТКР.ТЧ		Лист
										37	

Допускается объединять все участки предварительных испытаний и испытывать весь трубопровод на прочность давлением, требуемым на предварительном этапе, в течение 12 ч.

Проверка на герметичность проводится после испытания на прочность при снижении испытательного давления до рабочего в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление остаётся неизменным и не будут обнаружены утечки.

При испытании на прочность и герметичность для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1,5 и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне опасной зоны.

Временные трубопроводы и арматура для подключения наполнительных и опрессовочных агрегатов должны быть предварительно подвергнуты самостоятельному гидравлическому испытанию на давление, составляющее 125% от испытательного давления испытываемых трубопроводов в течение 6 часов.

Перед началом промывки и испытания трубопровода должна быть установлена и обозначена знаками безопасности зона, в которой запрещено находиться людям во время указанных работ.

Размер опасной зоны при гидравлических испытаниях назначены в соответствии с приложением 7 ФНП ПБНГП:

- для нефтегазопровода – 75 м в обе стороны от трубопровода от оси и 600 м в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода;
- для высоконапорного водовода – 100 м в обе стороны от трубопровода от оси и 900 м в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода.

По завершении строительства испытания на прочность и проверки на герметичность необходимо провести комплексное опробование построенных трубопроводов. Заполнение транспортируемой средой и работы трубопроводов в течении 72 часов считается комплексным опробованием.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ТКР.ТЧ		Лист
											38

35 СВЕДЕНИЯ О НАГРУЗКАХ И ВОЗДЕЙСТВИЯХ НА ТРУБОПРОВОД

Расчётные нагрузки, воздействия и их возможные сочетания определены в соответствии с требованиями СП 284.1325800.2016.

Нормативные нагрузки и воздействия, действующие на трубопровод, учитываемые при расчёте:

- нормативное значение воздействия от предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб);
- нормативное значение давления транспортируемой среды (давление среды по каждому трубопроводу – таблица 2);
- нормативная нагрузка от веса транспортируемой среды на единицу длины трубопровода;
- нормативный температурный перепад в трубопроводе, $\Delta t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

36 ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТАЛИ ТРУБ, ПРИНЯТЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА

Для сооружения линейных трубопроводов приняты трубы стальные бесшовные по ГОСТ 8732-78 класса прочности К42 из стали 20 по ГОСТ 8731-74 гр. В.

Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчёта, сведены в таблицу 5.

Таблица 5. – Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчёта

Марка стали	Временное сопротивление разрыву $\sigma_{вр}$, МПа	Предел текучести $\sigma_{т}$, МПа	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Коэффициент линейного расширения, $1/^{\circ}\text{C}$
20	412	245	0,3	206000	0,00012

37 ТРЕБОВАНИЯ К ГАБАРИТНЫМ РАЗМЕРАМ ТРУБ, ДОПУСТИМЫМ ОТКЛОНЕНИЯМ НАРУЖНОГО ДИАМЕТРА, ОВАЛЬНОСТИ, КРИВИЗНЫ

Для строительства трубопроводов приняты трубы по ГОСТ 8732-78.

Трубы поставляют ограниченной длины от 4 до 12,5 м.

Предельные отклонения по наружному диаметру $\pm 1\%$.

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

						Д013330220000-ТКР.ТЧ	Лист
Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата		39

Пределные отклонения наружного диаметра и толщины стенки труб от номинальных значений не должны превышать:

- по наружному диаметру: $\pm 1,0\%$;
- по толщине стенки: $\pm 12,5\%$.

Овальность труб не должна выводить наружный диаметр труб за допустимые отклонения. Овальность концов труб на длине не менее 200 мм от торца не должна превышать 1% номинального диаметра.

Кривизна труб на любом участке длиной 1 м не должна превышать 1,0 мм. Общая кривизна не должна превышать 0,15% длины трубы.

38 ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Защита подземных трубопроводов от наружной коррозии обеспечивается применением труб с заводским наружным двухслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена по ТУ 1390-004-32256008-03. Фасонные детали трубопроводов предусмотрены в заводском антикоррозионном покрытии.

Защита сварных стыков выполняется манжетами термоусаживающимися ТЕРМА-СТМП по ТУ 22.21.42-001-82119587-2019.

Защита надземных участков трубопроводов и арматуры от атмосферной коррозии осуществляется лакокрасочными покрытиями: грунтовка ГФ-021 один слой, эмаль ПФ-115 в 2 слоя.

Цвета опознавательной окраски технологических трубопроводов принимаются по ГОСТ 14202-96 и в соответствии с действующим стандартом предприятия "Методические указания по применению фирменного стиля при оформлении производственных объектов АО «Белкамнефть» им. А.А. Волкова", утвержденные приказом №ГД-01/9 от 19.01.18.

Проектируемые водоводы предусматриваются выполнять из труб и СДТ с внутренним антикоррозионным покрытием. Защита сварных соединений внутренней полости водоводов предусмотрена при помощи втулок внутренней защиты сварных швов.

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата	Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ТКР.ТЧ		Лист
											40

39 ОБОСНОВАНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННО ЖЕСТКОСТИ КОНСТРУКЦИИ ВО ВРЕМЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ, МОНТАЖА И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Транспортировка и складирование труб, отводов и других материалов должна проводиться согласно требованиям ГОСТ 10692-80 и технических условий завода-изготовителя. Величина заднего свеса труб и трубных секций при транспортировке не должна превышать размеров, установленных паспортом трубопроводов (плетевозов). Погрузочно-разгрузочные работы выполняются с использованием грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют весу и габаритам труб и сохраняют их качество.

Проект производства работ должен содержать указания о способах и последовательности монтажа и укладки, обеспечивающих прочность, устойчивость и минимизацию изменения проектного положения конструкции на всех стадиях строительства и эксплуатации.

40 ОПИСАНИЕ И ОБОСНОВАНИЕ КЛАССОВ И МАРОК БЕТОНА И СТАЛИ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ

Класс прочности применяемых трубных сталей выбран исходя из обеспечения прочности и устойчивости реконструируемого участка трубопровода. Для труб водоводов и нефтегазопроводов принят класс прочности стали К42. Рекомендуемые марки стали и их характеристики приведены в п. 36.

41 ОБОСНОВАНИЕ ГЛУБИНЫ ЗАЛОЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКАХ

Глубина заложения нефтегазопроводов принята не менее 1,0 м. Глубина укладки водоводов определена с учётом солёности воды и принята не менее 0,7 м до верха трубы.

На участках перехода через автомобильные дороги глубина заложения принята не менее 1,4 м до верхней образующей козлуха.

Глубина заложения на участках пересечения с подземными коммуникациями принята из учёта следующих расстояний:

— при взаимном пересечении подземных трубопроводов расстояние в свету составляет 0,35 м;

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

Изм	Кол.уч	Лист	№ док.	Подпись	Дата

Д013330220000-ТКР.ТЧ

Лист

41

– при пересечении с подземными силовыми кабелями и кабелями связи расстояние в свету составляет 0,6 м.

42 ПАРАМЕТРЫ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ ТРАНШЕИ

Параметры разрабатываемой траншеи приняты в соответствии с п. 9.1.3 СП 36.13330.2012.

Откосы траншеи в зависимости от глубины траншеи для данных условий строительства составляют:

- при глубине до 1,5 м – 1:0.
- при глубине траншеи свыше 1,5 м в глинах – 1:0,25, в суглинках 1:0,5.

Минимальная ширина траншеи под один трубопровод принята 0,6 м.

43 ОПИСАНИЕ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ОБВОДНЕННЫМ УЧАСТКАМ, НА УЧАСТКАХ БОЛОТ, УЧАСТКАХ, ГДЕ НАБЛЮДАЮТСЯ ОСЫПИ, ОПОЛЗНИ, УЧАСТКАХ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ЭРОЗИИ, ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ КРУТЫХ СКЛОНОВ, ПРОМОИН, А ТАКЖЕ ПРИ ПЕРЕХОДЕ МАЛЫХ И СРЕДНИХ РЕК

По трассе проектируемых трубопроводов не встречаются водные преграды и заболоченные участки.

44 ОПИСАНИЕ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ КОНСТРУКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ БАЛАНСИРОВКИ ТРУБЫ ТРУБОПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ ОХВАТЫВАЮЩЕГО ТИПА

Устойчивость трубопроводов обеспечивается весом трубы и весом транспортируемого продукта. Применение для этих целей утяжелителей не требуется.

45 ОПИСАНИЕ МЕСТ УСТАНОВКИ ИНФОРМАЦИОННЫХ И СИГНАЛЬНО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫХ ЗНАКОВ

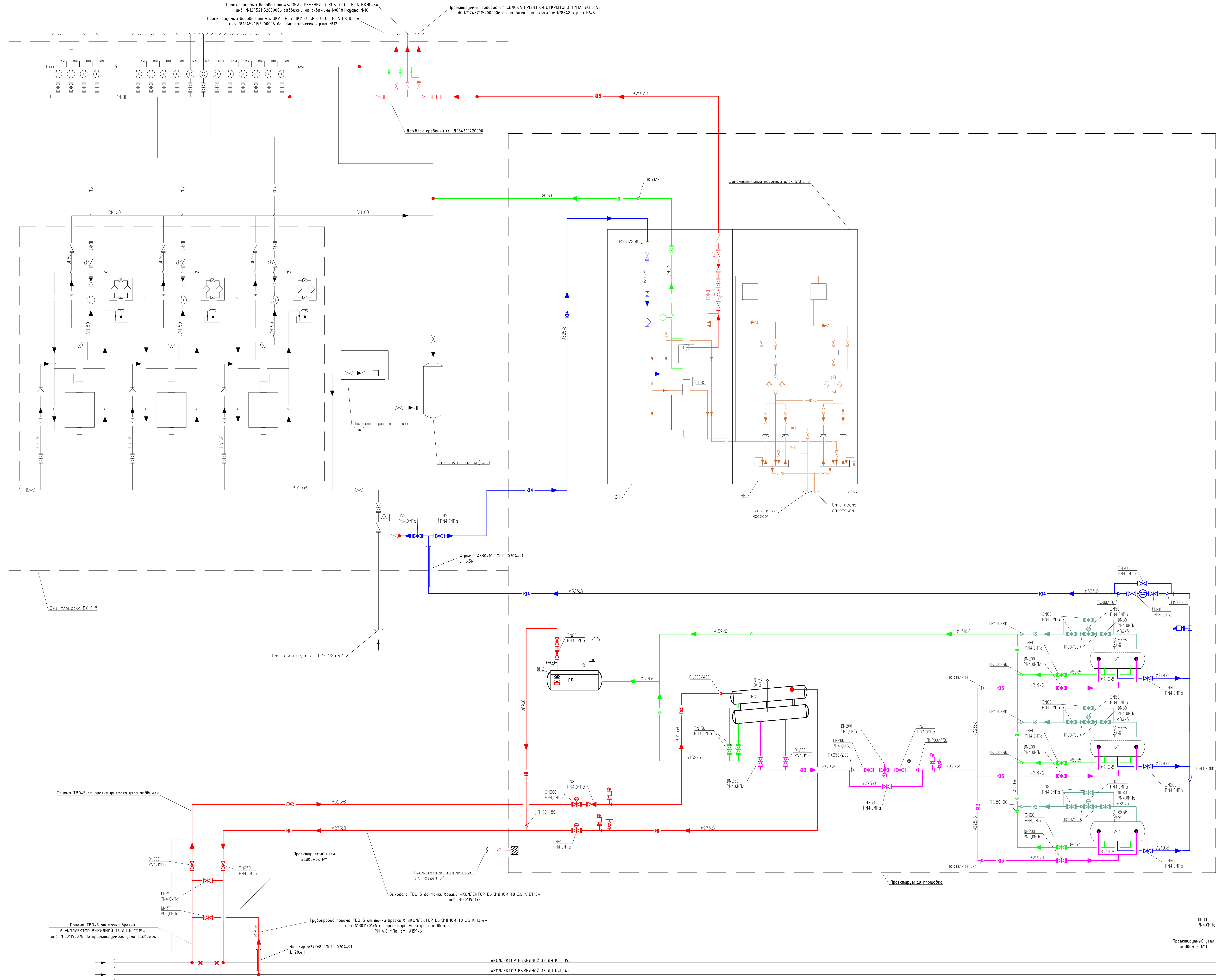
Проектом предусматривается установка опознавательных знаков закрепления трассы на горизонтальных углах поворота, в местах пересечения с коммуникациями и по обе стороны от пересечения автомобильных дорог и в прямой видимости через 500-1000 м.

Взам. инв. №					
Подп. и дата					
Инв. № подл.					
Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата
Д013330220000-ТКР.ТЧ					Лист
					42

46 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

- СП 284.1325800.2016 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования
- ГОСТ Р 58367-2019 Национальный стандарт Российской Федерации. Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденные приказом от 15.12.2020 №534;
- ПУЭ-7 Правила устройства электроустановок.

Изм	Кол.уч	Лист	№док.	Подпись	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Д013330220000-ТКР.ТЧ		Лист
											43



Экспликация проектируемого оборудования

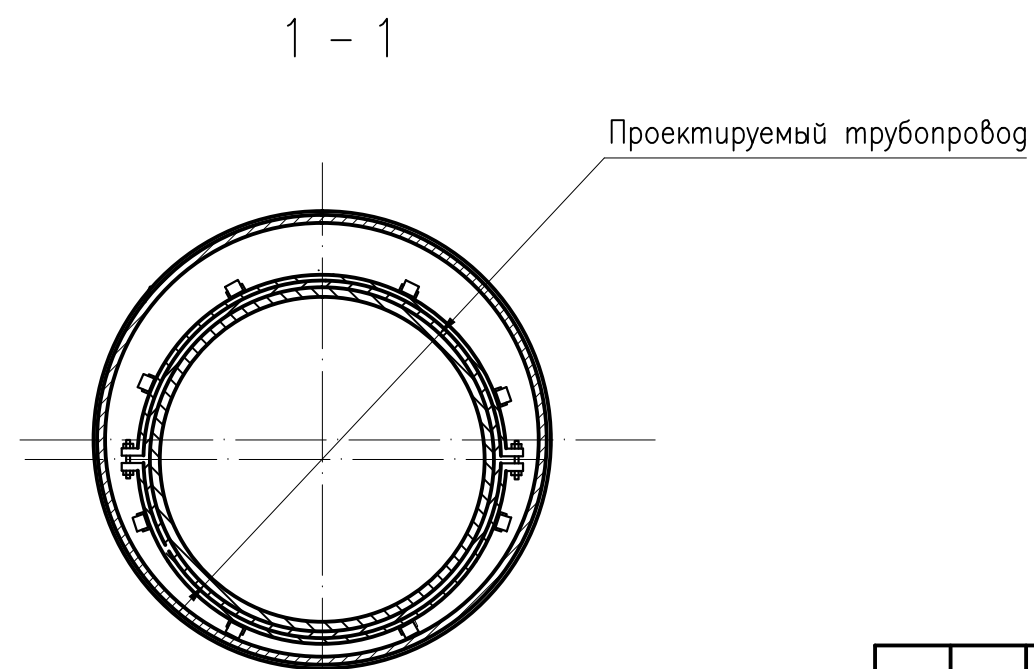
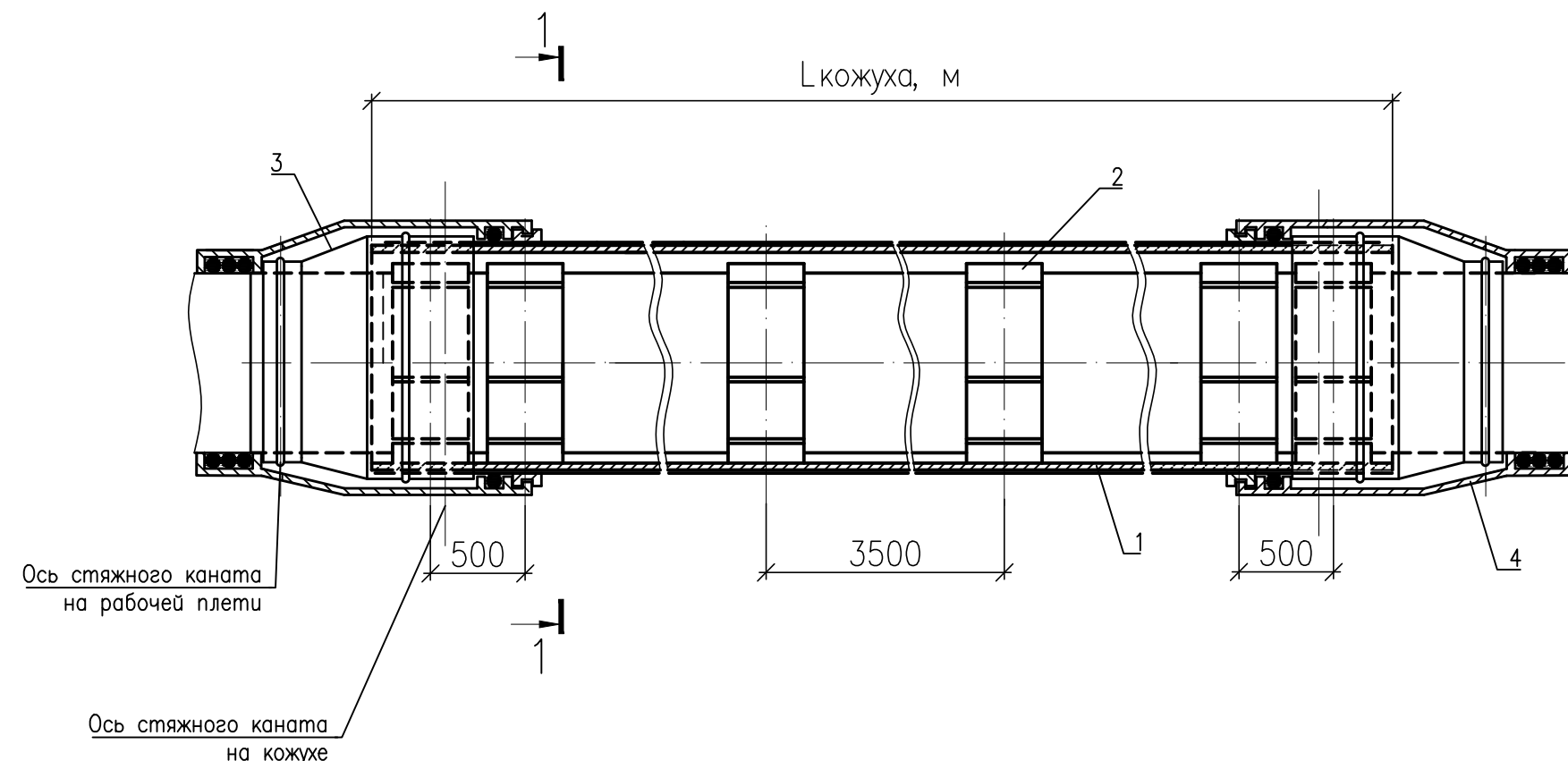
Обознач.	Наименование	Кол-во	Примечание
ТВО	Трубно-бортовая теплообменник DN1400/1400, PN 4,0 МПа	1	ТВО (Проектируемый)
ЕД	Емкость подстанция дренажная объемом 63 м ³ , PN 0,07 МПа	1	ЕД-63 (Проектируемый)
ВНД	Вертикальный полупогружной насос с максимальной мощностью 12,5 м ³ /час, с максимальным давлением на входе 4 МПа	1	ВНД-12,5/400 (Проектируемый)
ФП...3	Фильтр паточный PN 4,0 МПа	3	ФП-40-1400 (Проектируемый)
ЦНС	Блок насоса ЦНС	1	ЦНС 300-1290
ЦНС	Насос центробежный для пластовой воды с роуаром 300м ² /ч и напором 1290м	1	ЦНС 300-1290
БМ	Блок масляной системы	1	

- Условные обозначения
- К3 Трубопровод неокисляющей пластовой воды
 - К4 Трубопровод окисляющей и восстановленной пластовой воды
 - К5 Восстановительный трубопровод окисляющей пластовой воды
 - К6 Трубопровод частично обезжелезненной воды
 - К2 Трубопровод обезжелезненной воды
 - К7 Трубопровод дренажа
 - К8 Канализация производственно-дрезовая
- Датчик давления
 - Электромагнитный клапан
 - Манометр показывающий
 - Датчик уровня
 - Неисправный регулятор уровня
 - Вентиль узловой
 - Клапан регулируемый
 - Заблюдка фланцевая
 - Клапан обратный фланцевый
 - Заблюдка электроприводная фланцевая
 - Регулятор уровня
 - Переклад
 - Пробоотборник
 - Дюжеровидный коллектор
 - Обменник радиальный
 - Насос полупогружной
 - Узел контроля коррозии
 - Сигнализатор уровня ультразвуковой
 - Расходомер
 - Фильтр сетчатый (фланцевый)
 - Проектируемый трубопровод в кожухе

ДП.3330220000-ТКР.ПЧ			
Обустройство Восточной площадки Архангельского негашеного месторождения ТВО-5, расширение БКНС-5			
Имя	Клиш	Лист	Начисл
Разработчик	Конечный	Дата	04.23
Проверка	Различной	Дата	04.23
И.контр.	Артемова	Дата	04.23
Технологическая схема			Страница 1 из 1
000 "Трансгазпром"			Формат А

СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол-во	Масса ед., кг.	Примечание
Трасса 9					
1	ГОСТ 10704-91 В ГОСТ 10705-80	Труба 377x8 с наружным антикоррозионным заводским покрытием усиленного типа конструкции N2 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2,2 мм	28,4	72,8	м
2	ТУ 1469-001-01297858-98	Опорно-направляющее кольцо ОНК 159/377-Тип 1	15		компл.
3	ТУ 2531-007-01297858-02	Манжета герметизирующая МГ 159/377 А-3, тип 2 в комплекте с хомутами, стяжками и крепежом	2		компл.
4	ТУ 2296-009-01297858-2005	Укрытие защитное манжеты герметизирующей УЗМГ 159/377	2		компл.
5	ТУ 2245-003-55857963-2006	Литкор-НН лента полимерно-битумная	56,5		кг
6	ТУ 5775-004-32989231	Грунтовка ТРАНСКОР	3,4		кг
7	ТУ 2245-003-01297859-99	Полилен-ОБ-63	25,4		кг
Трасса 10					
1	ГОСТ 10704-91 В ГОСТ 10705-80	Труба 325x8 с наружным антикоррозионным заводским покрытием усиленного типа конструкции N2 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2,2 мм	27,9	62,54	м
2	ТУ 1469-001-01297858-98	Опорно-направляющее кольцо ОНК 114/325-Тип 1	14		компл.
3	ТУ 2531-007-01297858-02	Манжета герметизирующая МГ 114/325 А-3, тип 2 в комплекте с хомутами, стяжками и крепежом	2		компл.
4	ТУ 2296-009-01297858-2005	Укрытие защитное манжеты герметизирующей УЗМГ 114/325	2		компл.
5	ТУ 2245-003-55857963-2006	Литкор-НН лента полимерно-битумная	47,8		кг
6	ТУ 5775-004-32989231	Грунтовка ТРАНСКОР	2,8		кг
7	ТУ 2245-003-01297859-99	Полилен-ОБ-63	21,5		кг
Трасса 11					
1	ГОСТ 10704-91 В ГОСТ 10705-80	Труба 530x10 с наружным антикоррозионным заводским покрытием усиленного типа конструкции N2 по ГОСТ Р 51164-98 толщиной не менее 2,2 мм	16,5	128,24	м
2	ТУ 1469-001-01297858-98	Опорно-направляющее кольцо ОНК 325/530-Тип 1	9		компл.
3	ТУ 2531-007-01297858-02	Манжета герметизирующая МГ 325/530 А-3, тип 2 в комплекте с хомутами, стяжками и крепежом	2		компл.
4	ТУ 2296-009-01297858-2005	Укрытие защитное манжеты герметизирующей УЗМГ 325/530	2		компл.
5	ТУ 2245-003-55857963-2006	Литкор-НН лента полимерно-битумная	46,15		кг
6	ТУ 5775-004-32989231	Грунтовка ТРАНСКОР	2,7		кг
7	ТУ 2245-003-01297859-99	Полилен-ОБ-63	20,8		кг

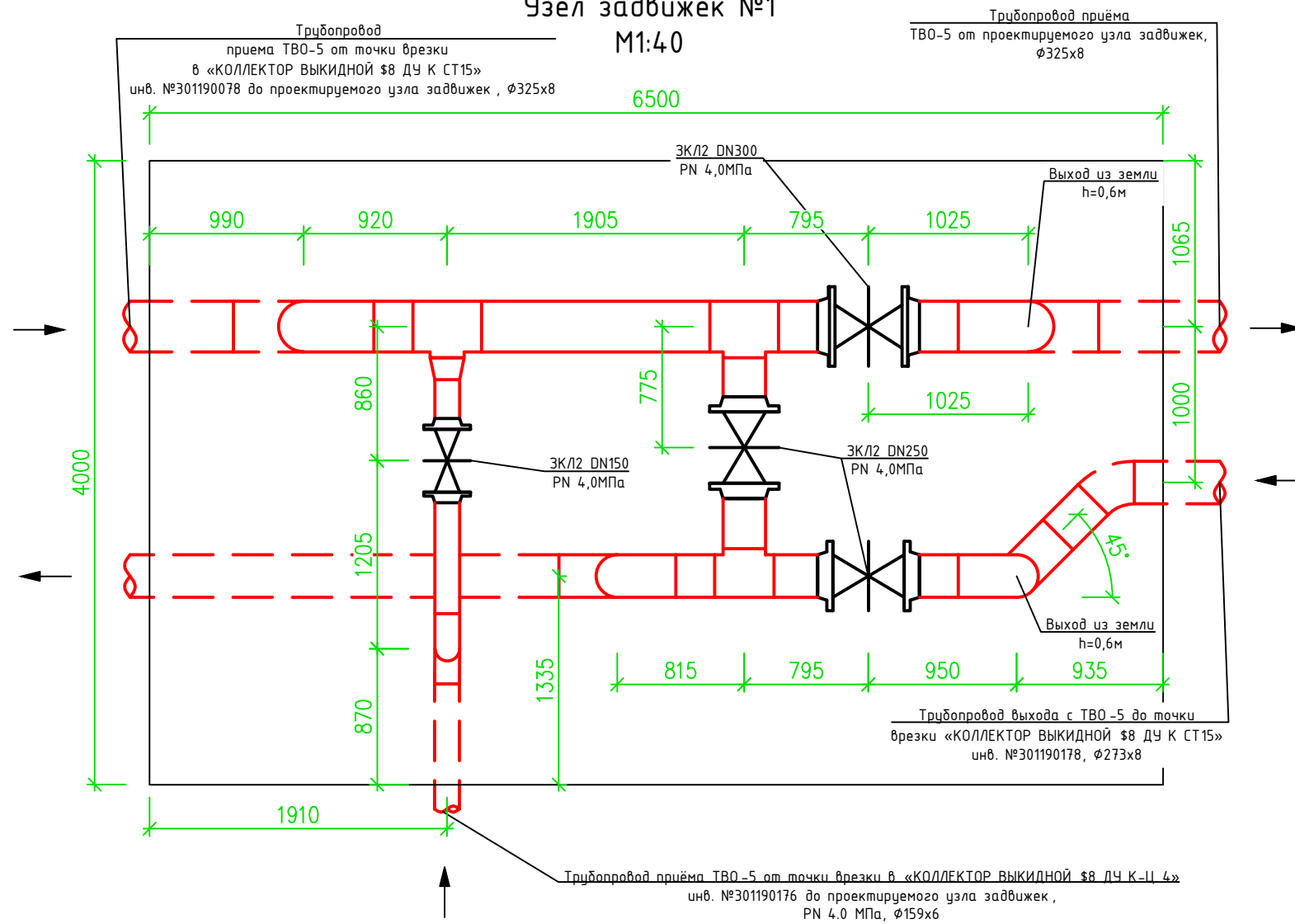


Характеристика переходов

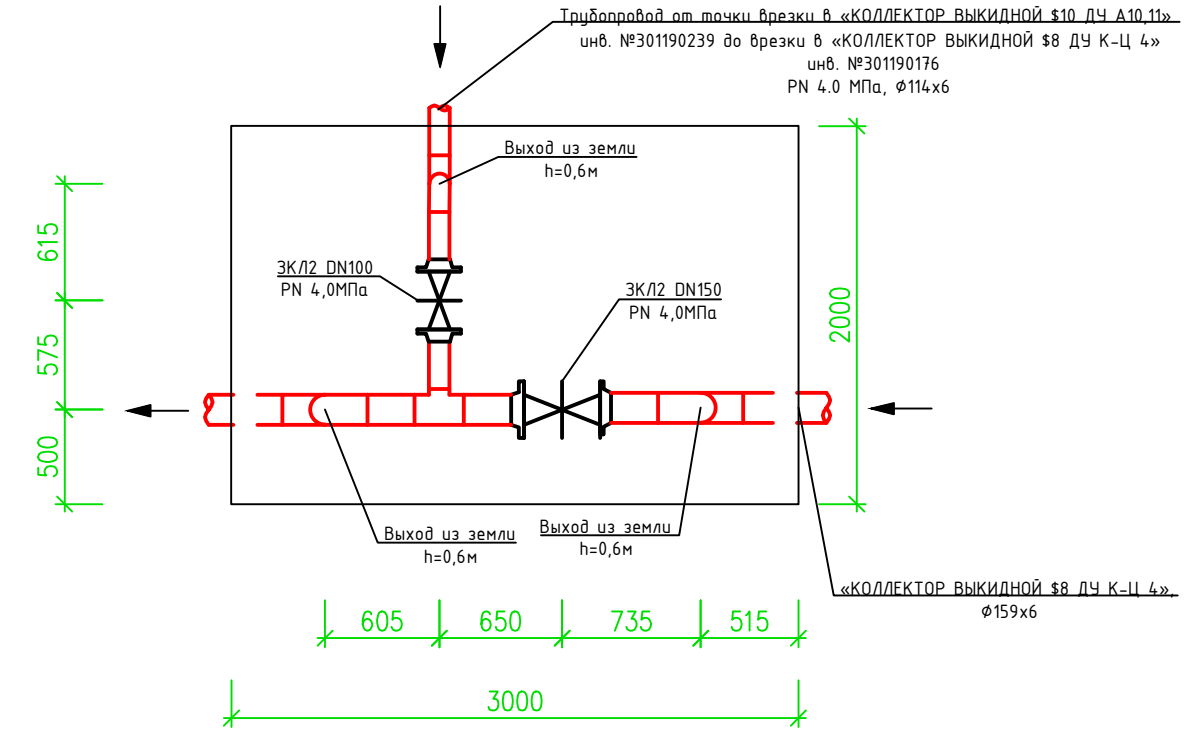
N перехода	Характеристика трубопровода	Пикетаж перехода	Длина
Трасса 9			
1	Нефтегазопровод, $\phi 159 \times 8$	ПК0+2.8-ПК0+31.2	28,40
Трасса 10			
2	Нефтегазопровод, $\phi 114 \times 6$	ПК0+17.6-ПК0+45.5	27,90
Трасса 11			
3	Воговод, $\phi 325 \times 8$	ПК0+14.0-ПК0+30.5	16,50

Д01.3330220000-ТКР.ГЧ					
Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. ТВ0-5, расширение БКНС-5					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал	Кочетков			<i>[Signature]</i>	04.23
Проверил	Разиньков			<i>[Signature]</i>	04.23
Н.контр.	Артемьева			<i>[Signature]</i>	04.23
Технологические решения				Стация	Лист
Конструкция кожуха на переходах через естественные и искусственные сооружения				П	2
ООО "Трансэнергострой"					

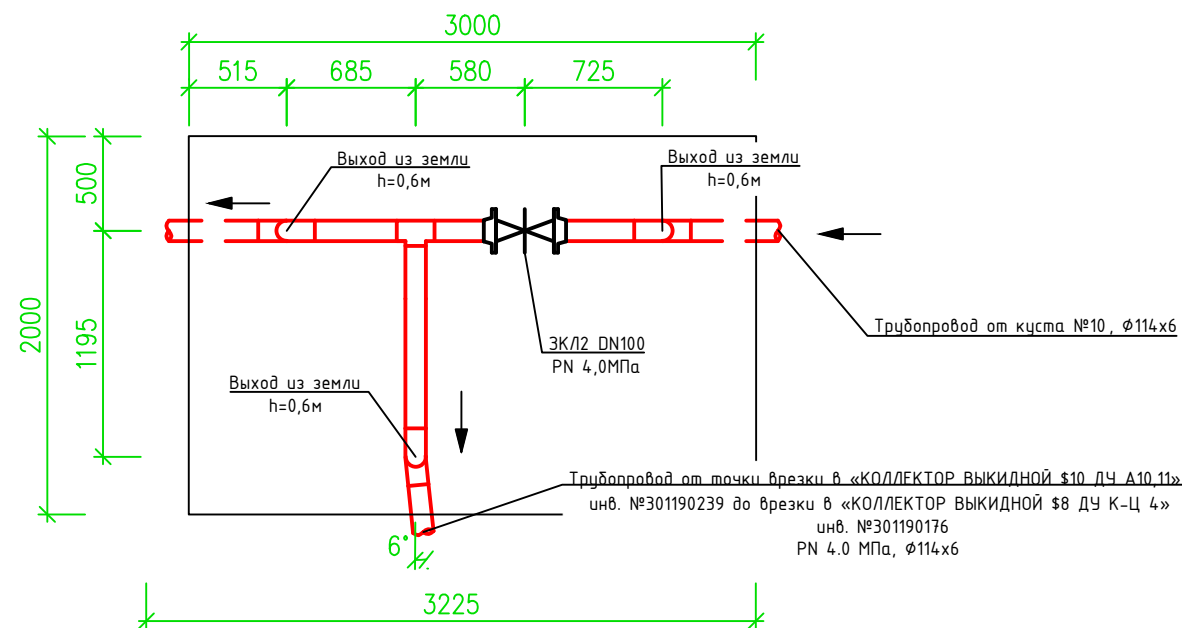
Узел задвижек №1 M1:40



Узел задвижек №2 M1:40



Узел задвижек №3 M1:40



1. Номера узлов арматуры согласно схемы см. лист 1
2. Ограждение приведено условно

						Д013330220000-ТКР.ГЧ			
						Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения. ТВО-5, расширение БКНС-5			
Изм.	Кол.уч.	Лист	Нгод	Подпись	Дата	Технологические решения	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Кочетков		<i>[Signature]</i>	04.23		П	3	
Проверил		Разиньков		<i>[Signature]</i>	04.23				
Н.контр.		Артемьева		<i>[Signature]</i>	04.23	Узлы задвижек №1,2,3. M1:40	000 "Трансэнергострой"		

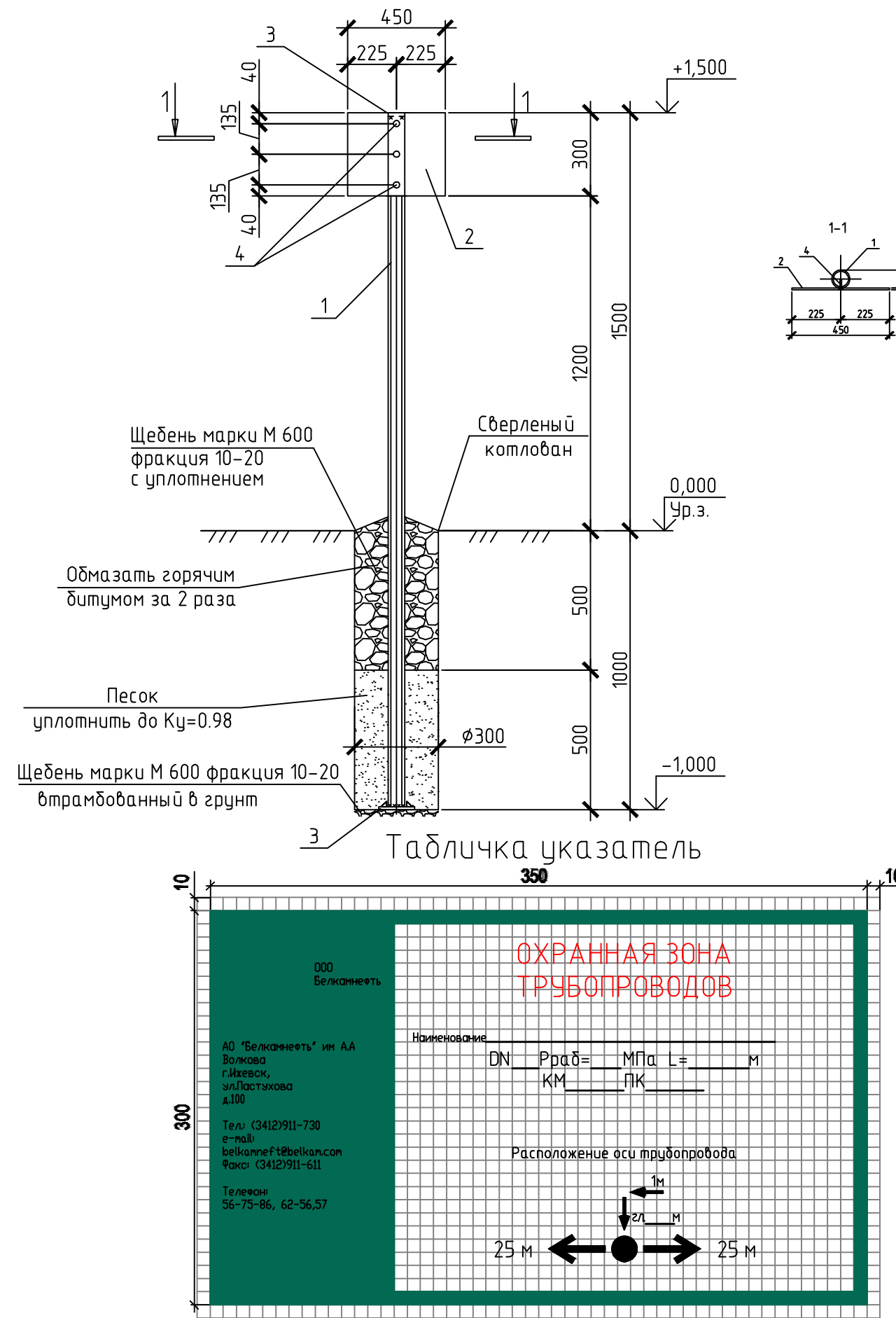
Взам. инв. N	
Погр. и дата	
Инв. N подл.	

Введомость данных знаков

Номер трассы	Наименование трассы	Наружный диаметр и толщина стенки, мм	L, м	Рраб	ПК
7.1	Трубопровод приема ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К СП15» инв. №301190178 до проектируемого узла задвижек	325x8	20,1	4,0	ПК07+0
7.2	Трубопровод приема ТВО-5 от проектируемого узла задвижек	325x8	335,1	4,0	ПК07+16.8
					ПК27.2+69.4
					ПК27.2+96.4
					ПК37.2+23.6
8	Трубопровод выхода с ТВО-5 до точки врезки «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К СП15» инв. №301190178	273x8	7142	4,0	ПК08+0
					ПК08+34.4
					ПК28+86.9
					ПК38+13.1
9	Трубопровод приема ТВО-5 от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176 до проектируемого узла задвижек	159x6	2924	4,0	ПК09+0
					ПК09+39.2
10	Трубопровод от точки врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$10 ДУ А10,11» инв. №301190239 до врезки в «КОЛЛЕКТОР ВЫКИДНОЙ \$8 ДУ К-Ц 4» инв. №301190176	114x6	1060	4,0	ПК10+11.5
11	Низконапорный водовод от БОВ до существующего приемного водовода	325x8	29,9	4,0	ПК11+6.4
13	Высоконапорный водовод от доблока БКНС-5 до блока гребенки	219x14	11,7	4,0	ПК13+8.7

Спецификация элементов

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
		Щит-указатель	15		на 1 компл.
1	Серия 3.503.9-80.1-4НИ	Стойка металлическая СКМ4.35	1	25,6	
		диаметром 102 мм, L=3,5 м			
2		Лист 4x350x450 ГОСТ 19903-2015 С245 ГОСТ 27772-2015	1		
3		Лист 8x120x120 ГОСТ 19903-2015 С245 ГОСТ 27772-2015	1	0,9	
4		Винт 2-4x1.5x20.01.016 ГОСТ 10619-80	3	0,0016	
5		Бетон В22.5, F150, W4		0,13	м3



- Знак устанавливается с правой стороны по ходу движения среды на промышленном участке трубопровода, перпендикулярно к трубопроводу на расстоянии 1 м от его оси в следующих местах:
 - на прямых участках трубопроводов в пределах видимости, но не реже чем 1000 м;
 - на углах поворота трассы;
 - на переходах трубопровода через искусственные и естественные препятствия;
 - на пересечениях с другими коммуникациями.
- Изображения и надписи на щите-указателе (поз.2) должны быть выполнены соответствию с фирменным стилем, принятым в эксплуатирующей организации. На щите-указателе должны быть приведены следующие сведения:
 - назначение, наименование промышленного участка трубопровода или входящего в его состав сооружения;
 - местоположение оси промышленного участка трубопровода от основания знака;
 - привязка знака на трассе (километр или пикет трассы (далее - ПК));
 - охранная зона промышленного участка трубопровода;
 - телефоны организации, эксплуатирующей промышленный участок трубопровода.
- Защиту наружных стальных конструкций от коррозии выполнять нанесением на очищенную и обезжиренную поверхность 2-х слоев грунтовки ГФ-021 ГОСТ 25129-2020 с последующей окраской эмалью ПФ-115 ГОСТ 6465-76 за 2 раза. Возобновлять защитный слой следует не реже 1 раза в 3 года.
- Защиту подземных стальных конструкций от коррозии выполнять нанесением на очищенную поверхность 2-х слоев горячего битума БНИ-IV.
- Сверление котлобана и установку сигнального знака осуществлять в течение одной смены.

Изм. № 01 от 04.04.23

Д013330220000-ТКР.ГЧ					
Обустройство Вятской площади Арланского нефтяного месторождения ТВО-5, расширение БКНС-5					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разработал		Кочетков		<i>[Signature]</i>	04.23
Проверил		Разиньков		<i>[Signature]</i>	04.23
Н.контр.		Артемова		<i>[Signature]</i>	04.23
Технологические решения				Стадия	Лист
				П	4
Конструкция опознавательного знака				ООО "Трансэнергострой"	