



РОССИЯ  
Краснодарский край г. Краснодар  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»**

**СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009**

**Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»**

**КУСТ СКВАЖИН №10-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО**

***ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ***

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

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 2. Промысловые трубопроводы**

**1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02**

**Том 5.7.2**

Изм.	№ док	Подп.	Дата
1	13609-21		18.10.21

**2021**



РОССИЯ  
Краснодарский край г. Краснодар  
ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ  
**«НК «РОСНЕФТЬ» - НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»**

СРО Союз «РН-Проектирование», СРО-П-124-25012010, р.н. 044-2009

**Заказчик - ООО «РН-Уватнефтегаз»**

**КУСТ СКВАЖИН №10-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 2. Промысловые трубопроводы**

**1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02**

Том 5.7.2

Инов. № подл.	Взам. инв. №
30101/П	
Подп. и дата	

**Главный инженер**

**А.А. Попов**

**Главный инженер проекта**

**К.И. Кравец**

**Начальник ОЛТ**

**А.В. Трифонов**

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	13609-21		18.10.21

**2021**

## СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02-С	Содержание тома 5.7.2	2 Изм.1
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения Промысловые трубопроводы	3 Изм.1
	Графическая часть	
1	1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001	Технологическая схема 64 Изм.1 (Зам.)
2	1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-002	План трубопровода от ПК0 до ПК10+59.73. Перемычка от ПК0 до ПК0+71.30. Узлы 65 Изм.1 (Зам.)
3	1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-003	Продольный профиль трубопровода от ПК 0 до ПК 2+10,62 66 Изм.1 (Зам.)
4	1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-004	Продольный профиль трубопровода от ПК 2+08,72 до ПК 10+59,73 67 Изм.1 (Зам.)
5	1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-005	Продольный профиль трубопровода от ПК 0+5,50 до ПК 0+68.20 68 Изм.1 (Зам.)
6	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТЛ-01-Ч-001	Схема автоматизации 69 Изм.1 (Зам.)

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Взам. инв. №	Подп. и дата										
		1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02-С			
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Инв. № подл. 30101/П		Разраб.		Дмитрива			18.10.21	Содержание тома 5.7.2	Стадия	Лист	Листов
									П		1
		Н. контр.		Кравец			18.10.21	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»			
		ГИП		Кравец			18.10.21				

## СОДЕРЖАНИЕ

1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	6
2	Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка	8
3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта	10
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивность по отношению к материалам изделий и конструкции подземной части	11
5	Категория и класс промыслового трубопровода	12
6	Сведения о проектной мощности (пропускной способности) промыслового трубопровода	13
7	Показатели и характеристики проектируемого оборудования и устройств промыслового трубопровода	14
8	Перечень мероприятий по энергосбережению	15
9	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства промыслового трубопровода	16
10	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности. Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации промыслового трубопровода	17
11	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы промыслового трубопровода	18
11.1	Общие положения	18
11.2	Объем автоматизации	18
11.3	Средства измерений	18
11.4	Метрологическое обеспечение	18
11.5	Размещение и монтаж средств измерений	19
12	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	21
13	Технологические и конструктивные решения промыслового трубопровода	22
13.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	22
13.2	Сведения о проектной пропускной способности трубопроводов по перемещению продукта	22
13.3	Характеристика параметров трубопровода	23
13.4	Обоснование диаметра трубопроводов	24

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Разраб.	Дмитрива		18.10.21
Глав. спец.	Смычкова		18.10.21
Нач.отдела	Трифонов		18.10.21
Н. контр.	Кравец		18.10.21
ГИП	Кравец		18.10.21

Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений  
Технологические решения  
Промысловые трубопроводы

Стадия	Лист	Листов
П	1	61
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		

13.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	29
13.6 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета	29
13.7 Обоснование толщины стенки труб	30
13.8 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов	31
13.9 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	32
13.10 Описание системы диагностики состояния трубопроводов	32
13.11 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой	33
13.12 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	33
13.13 Сведения о классификации токсичных отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	33
13.14 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)	34
13.15 Оценка возможных аварийных ситуаций	34
13.16 Сведения об опасных участках на трассе трубопроводов и обоснование выбора размера защитных зон	34
13.17 Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов	35
13.17.1 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги	35
13.17.2 Пересечения трубопроводов с ВЛ	35
13.17.3 Пересечения трубопроводов с коммуникациями	36
13.17.4 Переходы трубопроводов через водные преграды	36
13.18 Контроль качества сварных стыков	36
13.19 Очистка полости и испытание трубопроводов	37
13.20 Перечень мероприятий по защите трубопровода от коррозии	38
13.21 Электрохимическая защита трубопроводов	39
13.21.1 Основные технические решения	39
13.22 Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов и отдельных элементов	39
13.23 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы	41
13.24 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок	41
13.25 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопроводов, по нагрузке и другим параметрам	42

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
30101/П							1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	2
1	-	Зам.	13609-21	№ док.	Подп.	Дата		

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

13.26	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопроводов	43
13.27	Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)	43
13.28	Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках	45
13.29	Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопроводов с применением утяжелителей	45
14	Ссылочные нормативные документы	48
	Список исполнителей	50
	Приложение А (обязательно). Технические требования Заказчика (на 5 листах)	52
	Приложение Б (обязательно). Технические условия на проектирование объекта (на 2 листах)	57
	Приложение В (обязательно). Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 22.07.2021г. №05/01-ИСХ-1450 (на 1 листе)	59
	Приложение Г (обязательно). Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 03.08.2021г. №05/01-ИСХ-1512 (на 2 листах)	60
	Приложение Д (обязательно). Профиль добычи КП-10 бис (на 1 листе)	62
	Таблица регистрации изменений	63

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	13609-21	18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.
				Дата
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02				Лист
				3

# 1 СВЕДЕНИЯ О ТОПОГРАФИЧЕСКИХ, ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ, МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ УЧАСТКА

Сведения о площадках строительства представлены на основании технического отчета по инженерно-геодезическим изысканиям 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИГДИ-01, инженерно-геологическим изысканиям 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИГИ-01, инженерно-гидрометеорологическим изысканиям 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИГМИ-01, инженерно-экологическим изысканиям 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИЭИ-01 выполненных марте – июне 2021 года ПАО «Гипротюменнефтегаз».

В административном отношении район работ расположен на территории Усть-Тегусского месторождения, Уватского района, Тюменской области, Российской Федерации на землях лесного фонда Уватского лесничества, Верхне-Демьянского участкового лесничества, арендодатель – ООО «РН-Уватнефтегаз».

Ближайшими населенными пунктами являются с. Новый Васюган (154 км в восточном направлении), п. Тевриз (141 км в юго-западном направлении), п. Туртас (278 км в северо-западном направлении), п. Демьянка (250 км в северо-западном направлении).

Климат континентальный: зима суровая, холодная, продолжительная, лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Безморозный период очень короткий.

Среднегодовая температура воздуха – минус 1,3 °С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 20,3 °С, а самого жаркого июля – 17,3 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 52,7 °С, абсолютный максимум – 36 °С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 41,5°С, обеспеченностью 0,98 – минус 43,8°С.

Температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 обеспеченности минус 49,6 °С, 0,92 обеспеченности – минус 46,4 °С. Температура воздуха холодного периода обеспеченность 0,94 – минус 26,1 °С. Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 10,7 °С.

Продолжительность безморозного периода 70 дней. Дата первого заморозка в конце лета 19.VIII, последнего в начале лета 10.VI.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь 377 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 149 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха.

Максимальная высота снежного покрова на открытом участке 91 см.

Снежный покров образуется в среднем 19.IX, дата схода 14.IV. Сохраняется снежный покров 177 дней.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
				1	-	Зам.		13609-21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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

Средняя годовая скорость ветра – 1,6 м/с, средняя за январь – 1,4 м/с и средняя в июле – 1,4 м/с.

По нормативному ветровому давлению территория относится к I району, по снеговым нагрузкам – к IV, район гололедности – II.

Нормативное значение ветрового давления 0,23 кПа, нормативный вес снегового покрова для района – 2,0 кПа, нормативная толщина стенки гололеда 5 мм, температура воздуха при гололеде минус 5 °С.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист	
30101/П			1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	5
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата



## 2 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА

Территория строительства относится к I климатическому району, к подрайону – IV.

Среди современных физико-геологических процессов и явлений, осложняющих условия инженерно-хозяйственного освоения района, следует отметить дальнейшее заболачивание территории, сезонное промерзание-оттаивание и пучение грунтов деятельного слоя, а также подтопление территории.

Тип, характер и интенсивность проявления процессов определяются составом поверхностных отложений, мерзлотными условиями и рельефом местности.

Заболачиванию территории способствуют климатические, геоморфологические и геокриологические условия: преобладание осадков над испарением, слабая дренированность из-за незначительных уклонов водораздельных поверхностей, высокий уровень стояния грунтовых и болотных вод. Тип болот на участке – верховое.

Сезонное промерзание начинается с переходом среднесуточной температуры воздуха ниже 0 °С. Промерзание раньше начинается на лишенных почвенного покрова минеральных грунтах. Глубина промерзания обусловлена, литологическим составом поверхностного слоя, его предзимней влажностью, а также режимом снегонакопления.

Глубина промерзания зависит от мощности снежного покрова и грунтов, слагающих верхнюю часть разреза.

Нормативная глубина сезонного промерзания: суглинки и глины – 2,0 м, супеси, пески мелкие и пылеватые – 2,4 м, пески гравелистые, крупные и средней крупности – 2,6 м., для торфа - 1,0 м.

Сезонное пучение грунтов представляет собой опасность для сооружений.

Содержание тонкодисперсной фракции при влажности грунтов выше расчетного значения предопределяет пучинистые свойства грунтов. Такие грунты относятся к морозоопасным грунтам.

Процесс промерзания зимой сопровождается вертикальным подъемом поверхности грунта относительно ее положения летом. Это сопровождается развитием сил морозного пучения, действующих на фундаменты зданий и сооружений. После оттаивания весной такие грунты постепенно уменьшаются в объеме, и поверхность грунта возвращается в прежнее положение (оседание).

Район изысканий характеризуется высоким уровнем залегания болотных вод, приводящему к подтоплению территории.

По подтопляемости район изысканий относится к подтопленным в естественных условиях (I-A). По времени развития процесса участок изысканий является постоянно подтопленным (I-A-1).

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
	Взам. инв. №						6
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21		

Территория изысканий является естественно подтопленной (с глубинами залегания уровня подземных вод менее 3 м). Общая площадь естественно подтопленной территории составляет 100 %.

Район изысканий относится к весьма опасной категории по подтоплению.

В сейсмическом отношении район работ относится к умеренно опасной категории. По шкале MSK-64 расчетная интенсивность сейсмических сотрясений составляет 5 баллов.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П			1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

### 3 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА

По сложности инженерно-геологических условий район работ следует отнести к категории III (сложной).

По результатам полевых, опытных и лабораторных работ в разрезе исследуемой территории выделено 7 инженерно-геологических элементов (ИГЭ):

- ИГЭ 941 – Торф слаборазложившийся средней влажности (bQIV), коричневого цвета, слой залегает с поверхности, мощность слоя 0,5-3,5 м;
- ИГЭ 932 – Торф среднеразложившийся средней влажности (bQIV), коричневого цвета, слой залегает с поверхности и с глубины 0,5-3,5 м, мощность слоя 2,4-4,3 м;
- ИГЭ 923 – Торф сильноразложившийся средней влажности (bQIV), коричневого цвета, слой залегает с глубины 3,0-4,7 м, мощность слоя 0,5-2,4 м;
- ИГЭ 203 – Суглинок легкий пылеватый тугопластичный, с примесью органического вещества (IaQII), серого цвета, местами с низким содержанием органического вещества, залегает с глубины 7,8-17,3 м, мощность слоя 1,3-3,5 м;
- ИГЭ 204 – Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный с примесью органического вещества (IaQII), серого цвета, залегает с глубины 5,3-18,3 м, мощность слоя 1,7-10,3 м;
- ИГЭ 205 – Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества (IaQII), серого цвета, местами с низким содержанием органического вещества, залегает с глубины 4,6-5,3 м, мощность слоя 2,4-4,3 м;
- ИГЭ 444 – Песок пылеватый плотный водонасыщенный (IaQII), серого цвета, залегает с 15,3-16,7 м, мощность слоя 0,6-3,0 м.

Пучинистые свойства глинистых грунтов отображены в таблице 3.1.

**Таблица 3.1 – Степень пучинистости грунтов**

ИГЭ	Наименование грунта	Степень пучинистости, $\epsilon_{fh}$ %	Классификация
ИГЭ 941	Торф слаборазложившийся средней влажности	13,6	Чрезмерно пучинистый
ИГЭ 932	Торф среднеразложившийся средней влажности	12,6	Чрезмерно пучинистый
ИГЭ 203	Суглинок тугопластичный	8,4	Сильнопучинистый
ИГЭ 204	Суглинок мягкопластичный	12,2	Чрезмерно пучинистый
ИГЭ 205	Суглинок текучепластичный	>15,0	Чрезмерно пучинистый
ИГЭ 444	Песок пылеватый плотный водонасыщенный	4,3	Слабопучинистый

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист	
							8	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.						
		30101/П						

#### 4 СВЕДЕНИЯ ОБ УРОВНЕ ГРУНТОВЫХ ВОД, ИХ ХИМИЧЕСКИМ СОСТАВЕ, АГРЕССИВНОСТЬ ПО ОТНОШЕНИЮ К МАТЕРИАЛАМ ИЗДЕЛИЙ И КОНСТРУКЦИИ ПОДЗЕМНОЙ ЧАСТИ

Появившийся и установившийся уровень подземных вод отмечен на глубине 0,1-0,4 м, абсолютные отметки находятся в интервале 88,44-92,70 м.

Водоносный горизонт приурочен к болотным отложениям. Вмещающими породами служат торфа, а также суглинки текучепластичные и мягкопалстичные, песок пылеватый.

Подземные воды имеют тесную гидравлическую связь с поверхностными водами ближайших водотоков. Питание осуществляется за счет выпадения осадков в виде дождя, таяния снега. Разгрузка подземных вод происходит в ближайшие водотоки и в нижележащие водоносные горизонты.

По химическому составу грунтовые воды гидрокарбонатные кальциево-натриево-магниевые и гидрокарбонатные натриево-кальциевые

По степени агрессивного воздействия подземные воды:

- по бикарбонатной щелочности ( $\text{HCO}_3^-$ ) на бетон марки W4 – неагрессивные (1,70-3,05 мг-экв/дм<sup>3</sup>);

- по водородному показателю (pH) на бетоны марок W4-W12 – неагрессивные (6,63-7,52 д.ед.);

- по содержанию агрессивной углекислоты ( $\text{CO}_2$ ) на бетон марки W4 – среднеагрессивные, на бетон марки W6 – слабоагрессивные, на бетон марки W8 – неагрессивные (61,6-96,8 мг/дм<sup>3</sup>).

По содержанию магниальных, аммонийных солей, едких щелочей и суммарному содержанию хлоридов, сульфатов, нитратов и других солей при наличии испаряющихся поверхностей грунтовые воды неагрессивные на бетоны марок W4-W12.

Подземные воды неагрессивные по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред ( $\text{SO}_4$  10,0-25,9 мг/дм<sup>3</sup>), содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W8 (портландцементы и сульфатостойкие цементы).

Подземные воды среднеагрессивные на металлические конструкции при свободном доступе кислорода в интервале температур от 0 до 50°C и скорости движения до 1 м/с.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата
Взам. инв. №							
Подп. и дата							
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21		

## 5 КАТЕГОРИЯ И КЛАСС ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

Исходя из потенциальной опасности для жизни и здоровья населения и персонала, возможного ущерба природной среде, а также имуществу объектов промысла, ГС и ПХГ в соответствии с действующим нормативным документом Российской Федерации ГОСТ Р 55990-2014 (п. 6.2, таблица 1) нефтегазосборный трубопровод относится к 7-й категории по классификации транспортируемого продукта.

Категория и класс проектируемого трубопровода в зависимости от его назначения и параметров, в соответствии с действующим нормативным документом Российской Федерации ГОСТ Р 55990-2014, приведены в таблице 5.1.

**Таблица 5.1 – Категория и класс проектируемого промышленного трубопровода**

Наименование объекта	DN	Класс трубопровода	Категория трубопровода
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения до точки подключения к КУ-3а	150	III	H
	250	II	H

В связи с прохождением по болотам II и III типа, на основании таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 для трубопровода принята категория С.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21		10
Инв. № подл. 30101/П							
Подп. и дата							
Взам. инв. №							



## 7 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

Состав проектируемых сооружений трубопровода приведен в таблице 7.1.

**Таблица 7.1 – Перечень проектируемых сооружений**

Наименование объектов	Наименование участка	Характеристика	Количество
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения до точки подключения к КУ-3а	К10 бис – Т.2	DN150, PN40	0,218* км
	Т.2 – КУ-3а	DN250, PN40	0,860* км
	Т.2/2 – Т.2	DN250, PN40	0,072* км

\* - протяженность дана с учетом компенсаторов

Трубопровод устойчив к ожидаемым механическим, температурным напряжениям и коррозионному воздействию.

Подробная информация о характеристиках и мест установки запорной арматуры описана в разделе 13.8.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П						12		
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 8 ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

К мероприятиям, способствующим энергосбережению, относится применение теплоизоляции на надземных участках, оптимальной по толщине и обладающей соответствующими свойствами.

В процессе предпроектной проработки выполнен тепловой расчет с целью определения температурного режима проектируемого трубопровода.

В качестве теплоизоляции для арматуры и надземных участков трубопровода предусмотрены маты прошивные из минеральной ваты с покровным слоем из стали тонколистовой оцинкованной по ГОСТ 14918-2020. Данный вид теплоизоляции за счет низкого коэффициента теплопроводности обеспечивает снижение теплотерь трубопроводов.

При переходе от надземной части к подземной, теплоизоляция наносится на 0,5 м ниже уровня грунта. Подземная часть теплоизоляционного слоя с покровным слоем защищается термоусаживающейся лентой. Для гидроизоляции торцов теплоизоляции с покровным слоем предусмотрена установка термоусаживающихся заглушек. Других мероприятий по энергосбережению не требуется.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П						13		
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			



## 9 ОБОСНОВАНИЕ КОЛИЧЕСТВА И ТИПОВ ОБОРУДОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ГРУЗОПОДЪЕМНОГО, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И МЕХАНИЗМОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

Потребность в основных строительных машинах и механизмах, необходимых при строительном-монтажных работах, определена исходя из состава бригад и технологической схемы строительства по видам работ, с учетом условий строительства и представлена в томе 1750620/1238Д-П-012.052.000-ПОС-01.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П								14
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

**10 СВЕДЕНИЯ О РАСЧЕТНОЙ ЧИСЛЕННОСТИ, ПРОФЕССИОНАЛЬНО-КВАЛИФИКАЦИОННОМ СОСТАВЕ РАБОТНИКОВ С РАСПРЕДЕЛЕНИЕМ ПО ГРУППАМ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ЧИСЛЕ РАБОЧИХ МЕСТ И ИХ ОСНАЩЕННОСТИ. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ СОБЛЮДЕНИЕ ТРЕБОВАНИЙ ПО ОХРАНЕ ТРУДА В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА**

Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности, а также перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации проектируемого объекта, приведены в томе 5.7.3 1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-03, раздел 5 «Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений», подраздел 7 «Технологические решения», часть 3 «Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников и перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда» данной проектной документации.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П								15
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 11 ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТЫХ В ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ, АВТОМАТИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ НАРУШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И КАЧЕСТВА РАБОТЫ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

### 11.1 Общие положения

Принятые технические решения соответствуют заданию на проектирование и требованиям действующих нормативно-технических документов.

Объектами автоматизации являются УЗА на нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения до точки подключения к КУ-3а.

### 11.2 Объем автоматизации

Проектные решения выполнены в соответствии с Положением компании «Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» № ПЗ-04 Р-0389.

На УЗА предусматривается контроль давления по месту до и после ручной арматуры. Схема автоматизации дана на чертеже 1750620/1238Д-П-012.052.000-АТЛ-01-Ч-001.

### 11.3 Средства измерений

Средства измерений, предназначенные для установки на открытом воздухе в районе с температурой окружающей среды от минус 51 °С, имеют климатическое исполнение «ХЛ» с категорией «1», имеют пыле- и влагозащищенные корпуса. По степени конструктивной защищенности от внешних механических воздействий имеют исполнение не ниже IP65.

Средства измерений в процессе эксплуатации не оказывают влияния как на воздушный и водный бассейны, так и на грунт.

Внедрение этих средств является одним из природоохранных мероприятий, позволяющих повысить надежность работы технологических объектов, снизить или исключить возможность возникновения аварийных ситуаций и соответственно вероятность загрязнения окружающей среды.

### 11.4 Метрологическое обеспечение

Монтаж средств измерения выполняется с учетом требований изготовителей приборов, средств автоматизации и с соблюдением требований СП 77.13330.2016, ПУЭ.

Полевые средства измерения, монтируемые непосредственно на трубопроводах, устанавливаются с помощью стандартных закладных конструкций.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П								16
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 11.5 Размещение и монтаж средств измерений

Требование к метрологическому обеспечению распространяется на средства измерений и включает в себя совокупность организационных мероприятий, технических средств, требований, положений, правил, норм и методик, необходимых для обеспечения единства измерений и требуемой точности измерений.

Все средства измерения, входящие в систему контроля, имеют свидетельства, сертификаты и разрешительные документы с учетом требований Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» и иных действующих законодательных и нормативных документов в области стандартизации, метрологии и контроля качества (при необходимости их заверенные копии):

- действующие сертификат или декларацию на соответствие (схема 5д) требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержденные РК ТС от 18.10.2011 №823;
- действующий сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденные РК ТС от 18.10.2011 № 825;
- действующее свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений с описанием типа;
- действующее свидетельство о первичной поверке со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки Заказчику;
- методику поверки;
- паспорт, техническое описание, инструкции по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

Все средства измерений внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и допущены к применению на территории Российской Федерации в установленном порядке.

Все средства измерения обладают показателями точности не выше типовых значений, приведенных в Положении Компании ПЗ-04 Р-0389.

Значения контролируемых параметров выражены в соответствии с ГОСТ 8.417-2002.

Все методики измерения, используемые в сфере государственного метрологического контроля и надзора, аттестованы.

Эксплуатационная документация в части метрологического обеспечения содержит:

- перечни измеряемых параметров, диапазонов и требований к точности их измерений;

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
	1	-	Зам.	13609-21	18.10.21		17
Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- методики выполнения измерений, разработанные и утвержденные в установленном порядке;
- описание методик первичной и периодической калибровки;
- паспорта заводов-изготовителей на вновь установленные средства измерений;
- описание методик метрологических поверок;
- периодичность проведения метрологических поверок;
- значения нормируемых характеристик по ГОСТ 8.009-84;
- установленный срок эксплуатации;
- порядок монтажа, эксплуатации, обслуживания, хранения, транспортирования.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П			1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

## 12 ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНОГО ХОЗЯЙСТВА, ЕГО ОСНАЩЕННОСТЬ

Техническое обслуживание промышленного трубопровода осуществляет ремонтное хозяйство.

Назначение ремонтного хозяйства заключается в своевременном и в полном объеме удовлетворение потребностей производственных подразделений в техническом обслуживании с минимальными затратами.

Техническое обслуживание линейной части промышленных трубопроводов включает:

- визуальные наблюдения с целью своевременного обнаружения опасных ситуаций, угрожающих целостности и безопасности промышленного трубопровода и безопасности окружающей среды;

- выполнение необходимого комплекса профилактических мероприятий, обеспечивающих сохранность и работоспособность сооружений линейной части промышленного трубопровода;

- контроль технического состояния линейной части промышленного трубопровода, организация и проведение технического обслуживания и ремонта, своевременное формирование заявок на выполнение работ силами подрядных организаций; подготовка участков промышленного трубопровода к проведению ремонтных работ, их приемка по окончании выполнения;

- обследование линейной части промышленного трубопровода при аварийных ситуациях из-за снижения давления, вызванного не по техническим причинам, а также при сообщениях о разливе продукта.

Ремонтное хозяйство, обслуживающее проектируемый трубопровод, расположено на БПО Усть-Тегусского месторождения (Приложение В).

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П								19
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
	1	-	Зам.	13609-21		18.10.21		

## 13 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА

### 13.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Нефтегазовая смесь от куста скважин №10-бис транспортируется по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу до точки подключения к КУ-3а. В соответствии с Приложением Б, проектируемая перемычка (участок Т.2/2 – Т.2) предназначена для возможности транспорта жидкости от куста скважин №10 до КУ-3а по проектируемому трубопроводу от куста скважин № 10-бис на участке от Т.2 до КУ-3а.

Подключение к трубопроводам выполняется с помощью остановки действующих трубопроводов. В точке подключения перемычки к нефтегазосборному трубопроводу от куста скважин №10 (Т.2/2) предусмотрен кессон в соответствии со схемой к Приложению Б. Устройство кессона описано в томе 1750620/1238Д-П-012.052.000-КР-01.

Схема трубопроводов дана на чертеже 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001.

### 13.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопроводов по перемещению продукта

Объемы добываемой продукции представлены в таблицах 13.1 - 13.3.

**Таблица 13.1 – Объемы добываемой продукции на 2023 год**

Номер куста	Наименование	Значение
Куст №10-бис Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	24,48
	Добыча жидкости, тыс.т/год	47,22
	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	24,13
Куст №10 Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	179,64
	Добыча жидкости, тыс.т/год	1996,52
	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	33,36

**Таблица 13.2 – Объемы добываемой продукции на 2024 год**

Номер куста	Наименование	Значение
Куст №10-бис Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	103,43
	Добыча жидкости, тыс.т/год	234,19
	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	24,13
Куст №10 Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	75,61
	Добыча жидкости, тыс.т/год	1815,07
	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	59,84

**Таблица 13.3 – Объемы добываемой продукции на 2025 год**

Номер куста	Наименование	Значение
Куст №10-бис Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	85,92
	Добыча жидкости, тыс.т/год	215,36
	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	24,13

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
							20

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Номер куста	Наименование	Значение
Куст №10 Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	129,44
	Добыча жидкости, тыс.т/год	1983,68
	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	24,83

### 13.3 Характеристика параметров трубопровода

Исходные данные, положенные в основу расчета промышленного трубопровода представлены в таблицах 13.4 - 13.7.

**Таблица 13.4 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти**

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Плотность нефти при 20 °С		кг/м <sup>3</sup>	842-887
Вязкость кинематическая при 20 °С		10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	33,09
Вязкость кинематическая при 50 °С		10 <sup>-6</sup> м <sup>2</sup> /с	11,37
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	1,23 – 1,32
	Смол силикагелевых	% (масс.)	9,2 – 9,7
	Асфальтенов	% (масс.)	5,1 - 10,5
	Парафинов	% (масс.)	4,18 – 4,9
Температура застывания		°С	минус 8,8 ÷ минус 5,5
Температура плавления парафина		°С	57 - 59
Температура начала кипения		°С	68,4 - 78
Объемный выход фракций	н.к. - 100 °С	% (об.)	21 – 1,8
	до 150 °С	% (об.)	5,6 – 7,7
	до 200 °С	% (об.)	9,9 - 14
	до 260 °С	% (об.)	18,4 – 22,5
	до 300 °С	% (об.)	28,3 - 31

**Таблица 13.5 – Компонентный состав попутного нефтяного газа при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях (P=101 325 Па, T=20°С)**

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, %(мол.)
Сероводород	H <sub>2</sub> S	-
Углекислый газ	CO <sub>2</sub>	0,48 – 0,52
Азот	N <sub>2</sub>	2,29 – 3,06
Метан	CH <sub>4</sub>	82,7 – 83,23
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	-
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	-
и-Бутан	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-
н-Бутан	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	-
Остаток (C <sub>5</sub> +высшие)	-	-

**Таблица 13.6 – Физико-химические свойства и ионный состав пластовой воды**

Наименование параметра	Ед. измерения	Значение
Плотность при 20°С	кг/м <sup>3</sup>	1,014 – 1,015

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком



Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Минерализация		г/ дм <sup>3</sup>	20173 - 23016
рН			6,8 – 7,09
Содержание ионов	Cl <sup>-</sup>	мг/ дм <sup>3</sup>	11786 - 12715
	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	мг/ дм <sup>3</sup>	12,6 - 33,9
	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	мг/ дм <sup>3</sup>	1085 - 1370
	Ca <sup>2+</sup>	мг/ дм <sup>3</sup>	518 - 544
	Mg <sup>2+</sup>	мг/ дм <sup>3</sup>	99 - 113
Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>		мг/ дм <sup>3</sup>	7304 - 8077

**Таблица 13.7 – Исходные данные для гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода**

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
Протяженность трассы нефтегазопровода от К10-бис до КУ-3а	м	1078
Протяженность перемычки от Т2/2 до Т2	м	72
Количество рабочих дней в году	дней	365
Температура жидкости на выходе с К10-бис	°С	80
Давление на входе ЦПС	МПа	0,6
Давление в начале участка на выходе из К10-бис, не более	МПа	3,6
Теплопроводность грунта	Вт/мК	2,6
Температура грунта на глубине прокладки в зимний период	°С	0

### 13.4 Обоснование диаметра трубопроводов

Диаметр нефтегазосборного трубопровода определен на основании результатов гидравлического расчета.

Гидравлический расчет трубопровода выполнен на максимальный объем транспорта продукта от куста скважин №10-бис, с учетом перекачки жидкости от куста скважин №10 по участку от Т2/2 до КУ-3а и системы трубопроводов в соответствии с рисунком 1.

Результаты гидравлического расчета трубопроводов представлены в таблицах 13.8 – 13.10.

**Таблица 13.8 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №10-бис на 2023 год (год максимальной перекачки по перемычке от Т.2/2 до Т.2)**

Участок	d, мм	Q <sub>жк</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>н</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа	t <sub>н</sub> , °С	t <sub>к</sub> , °С	V, м/с
ДНС - КУ-1(2)	273	3548,9	2,69	2,66	60,00	59,45	1,65
КУ-1(2) - т.п. К19	273	3548,9	2,66	1,78	59,45	45,50	1,87
К19 - т.п.	219	1253,7	2,62	1,78	60,00	37,86	0,98
т.п. К19 - КУ-26	273	4802,6	1,78	1,65	42,90	42,41	2,56
К11бис - Т1	159	168,9	1,88	1,88	80,00	62,33	0,18
К11 - Т1	219	2887,6	1,90	1,87	60,00	59,03	1,73
Т1 - КУ-26	219	3056,5	1,88	1,65	59,16	52,01	1,29

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	30101/П

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		22

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Участок	d, мм	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>Н</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа	t <sub>Н</sub> , °С	t <sub>к</sub> , °С	V, м/с
1_КУ-26 - КУ-2а	325	4065,0	1,65	1,65	47,22	47,15	1,38
2_КУ-26 - КУ-2а	325	3794,2	1,65	1,65	47,21	47,14	1,28
K11 - КУ-2а	159	0,0					
1_КУ-2а - УПЗ-109	325	3854,9	1,65	1,59	47,15	46,12	0,94
скв.77 - УПЗ-109	89	297,4	1,63	1,59	19,00	17,43	0,82
УПЗ-109 (перемыч)	89	47,9	1,59	1,58	43,48	41,54	0,22
УПЗ-109 - КУ-3б	325	4104,4	1,59	1,41	43,48	41,27	1,42
2_КУ-2а - УПЗ-109	325	4004,2	1,65	1,58	47,14	46,15	0,97
УПЗ-109 - КУ-3а	325	4052,1	1,58	1,40	46,09	43,66	1,43
K10 - Т.2/2	273	5432,9	1,58	1,51	60,00	59,58	2,16
<b>K10бис - Т.2</b>	<b>159</b>	<b>136,4</b>	<b>1,51</b>	<b>1,50</b>	<b>80,00</b>	<b>61,03</b>	<b>0,15</b>
<b>Т.2/2 - Т.2</b>	<b>273</b>	<b>5432,9</b>	<b>1,51</b>	<b>1,50</b>	<b>59,58</b>	<b>59,41</b>	<b>2,16</b>
Т.2/2 - КУ-3а	273	0,0					
<b>Т.2 - КУ-3а</b>	<b>273</b>	<b>5569,3</b>	<b>1,50</b>	<b>1,41</b>	<b>59,44</b>	<b>57,58</b>	<b>2,26</b>
1_КУ-3б - т.п. скв.121	426	10875,4	1,41	1,32	48,67	48,05	2,10
скв.121 - т.п.	89	141,3	1,37	1,32	19,00	13,14	0,72
т.п. скв.121 (перемыч)	89	495,6	1,32	1,30	47,54	47,24	3,11
т.п. скв.121 - КУ-4б	426	10521,1	1,32	1,17	47,54	46,45	2,08
2_КУ-3а - т.п. скв.121	325	2850,5	1,41	1,30	52,58	46,90	0,86
т.п. скв.121 - КУ-4а	325	3346,0	1,30	1,16	46,95	42,61	1,11
K17 - КУ-4а(б)	114	278,7	1,26	1,16	60,00	49,60	0,60
K17 - КУ-4а(б)_лупинг	159	934,8	1,26	1,16	60,00	48,72	0,82
1_КУ-4б - КУ-5б	426	10184,4	1,16	1,14	46,66	46,52	2,01
K4бис - КУ-5б	159	0,0					
КУ-5б - УПЗ-6б	426	10184,4	1,14	1,07	46,52	45,93	1,47
K4 - УПЗ-6б	273	8148,3	1,22	1,07	60,00	58,97	3,07
2_КУ-4а - УПЗ-5	325	4896,3	1,16	1,06	44,07	42,85	1,19
УПЗ-6б - УПЗ-5	426	2586,4	1,07	1,07	52,22	52,08	0,36
УПЗ-6б - т.п. скв.115	426	15746,2	1,07	0,66	52,22	51,31	3,33
скв.115 - т.п.скв.115	114	160,0	0,70	0,66	60,00	47,66	0,91
т.п. скв.115 - ЦПС	426	15906,2	0,66	0,60	51,28	51,16	3,46
2_УПЗ-5 - ЦПС	325	7482,7	1,08	0,60	46,13	44,38	2,96

**Таблица 13.9 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №10-бис на 2024 год (год максимальной добычи куста скважин № 10-бис)**

Участок	d, мм	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>Н</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа	t <sub>Н</sub> , °С	t <sub>к</sub> , °С	V, м/с
ДНС - КУ-1(2)	273	3714,6	2,81	2,78	60,00	59,48	1,68
КУ-1(2) - т.п. K19	273	3714,6	2,79	1,84	59,48	46,37	1,93
K19 - т.п.	219	1123,9	2,11	1,84	60,00	37,79	0,79
т.п. K19 - КУ-2б	273	4838,5	1,84	1,71	43,60	43,13	2,51
K11бис - Т1	159	564,5	2,00	1,99	80,00	74,34	0,83
K11 - Т1	219	3032,4	2,01	1,99	60,00	59,07	1,71
Т1 - КУ-2б	219	3596,9	1,99	1,71	60,93	54,44	1,48

Инв. № подл.	30101/П	Взам. инв. №	Подп. и дата

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		23

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ».  
Информация, содержащаяся в документе, может быть  
раскрыта или передана третьим лицам только  
по согласению между Разработчиком и Заказчиком

Участок	d, мм	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>н</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа	t <sub>н</sub> , °С	t <sub>к</sub> , °С	V, м/с
1_КУ-26 - КУ-2а	325	4335,5	1,71	1,70	49,05	48,98	1,43
2_КУ-26 - КУ-2а	325	4099,9	1,71	1,70	49,04	48,97	1,35
K11 - КУ-2а	159	0,0					
1_КУ-2а - УПЗ-109	325	4094,0	1,70	1,64	48,98	47,99	0,94
скв.77 - УПЗ-109	89	298,9	1,69	1,64	19,00	17,44	0,83
УПЗ-109 (перемыч)	89	12,5	1,64	1,64	48,04	40,28	0,05
УПЗ-109 - КУ-3б	325	4405,4	1,64	1,45	45,33	43,21	1,48
2_КУ-2а - УПЗ-109	325	4341,4	1,70	1,64	48,97	48,04	1,00
УПЗ-109 - КУ-3а	325	4328,9	1,64	1,45	48,04	45,69	1,48
K10 - Т.2/2	273	4904,7	1,62	1,55	60,00	59,54	1,91
<b>K10бис - Т.2</b>	<b>159</b>	<b>669,5</b>	<b>1,56</b>	<b>1,55</b>	<b>80,00</b>	<b>75,98</b>	<b>1,06</b>
<b>Т.2/2 - Т.2</b>	<b>273</b>	<b>4904,7</b>	<b>1,55</b>	<b>1,55</b>	<b>59,54</b>	<b>59,37</b>	<b>1,91</b>
Т.2/2 - КУ-3а	273	0,0					
<b>Т.2 - КУ-3а</b>	<b>273</b>	<b>5574,2</b>	<b>1,55</b>	<b>1,46</b>	<b>60,88</b>	<b>59,00</b>	<b>2,30</b>
1_КУ-3б - т.п. скв.121	426	11318,3	1,46	1,36	50,11	49,50	2,14
скв.121 - т.п.	89	140,3	1,41	1,36	19,00	13,18	0,69
т.п. скв.121 (перемыч)	89	423,9	1,36	1,34	49,00	48,64	2,56
т.п. скв.121 - КУ-4б	426	11034,7	1,36	1,20	49,00	47,94	2,15
2_КУ-3а - т.п. скв.121	325	2990,2	1,46	1,34	53,99	48,43	0,91
т.п. скв.121 - КУ-4а	325	3414,1	1,34	1,20	48,46	44,09	1,12
K17 - КУ-4а(б)	114	319,6	1,31	1,20	62,56	52,77	0,68
K17 - КУ-4а(б)_лупинг	159	1043,8	1,31	1,20	62,56	51,75	0,90
1_КУ-4б - КУ-5б	426	10450,7	1,20	1,18	48,31	48,16	2,02
K4бис - КУ-5б	159	350,1	1,18	1,18	80,00	72,54	0,52
КУ-5б - УПЗ-6б	426	10800,7	1,18	1,09	48,83	48,25	1,52
K4 - УПЗ-6б	273	7903,9	1,22	1,09	60,00	58,95	2,88
2_КУ-4а - УПЗ-5	325	5361,5	1,20	1,09	45,89	44,74	1,27
УПЗ-6б - УПЗ-5	426	2297,3	1,09	1,09	53,21	53,05	0,31
УПЗ-6б - т.п. скв.115	426	16407,3	1,09	0,66	53,21	52,33	3,42
скв.115 - т.п.скв.115	114	160,0	0,71	0,66	60,00	47,66	0,91
т.п. скв.115 - ЦПС	426	16567,3	0,66	0,60	52,29	52,18	3,56
2_УПЗ-5 - ЦПС	325	7658,8	1,09	0,60	47,31	45,56	3,00

**Таблица 13.10 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №10-бис на 2025 год (год максимальной перекачки по участку от Т.2 до КУ-3а)**

Участок	d, мм	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>н</sub> , МПа	P <sub>к</sub> , МПа	t <sub>н</sub> , °С	t <sub>к</sub> , °С	V, м/с
ДНС - КУ-1(2)	273	4490,6	3,36	3,32	60,00	59,62	1,81
КУ-1(2) - т.п. K19	273	4490,6	3,30	1,94	59,63	49,68	2,23
K19 - т.п.	219	1172,6	2,23	1,94	60,00	39,32	0,76
т.п. K19 - КУ-2б	273	5663,1	1,94	1,77	46,80	46,41	2,83
K11бис - Т1	159	457,4	2,03	2,02	80,00	73,23	0,64
K11 - Т1	219	3129,2	2,04	2,02	60,00	59,10	1,68
Т1 - КУ-2б	219	3586,6	2,02	1,77	60,52	54,09	1,39

Инва. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		24

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Участок	d, мм	Q <sub>ж</sub> , м <sup>3</sup> /сут.	P <sub>H</sub> , МПа	P <sub>K</sub> , МПа	t <sub>H</sub> , °C	t <sub>K</sub> , °C	V, м/с
1_КУ-26 - КУ-2а	325	4845,3	1,77	1,76	49,97	49,91	1,53
2_КУ-26 - КУ-2а	325	4404,4	1,77	1,76	49,96	49,89	1,39
K11 - КУ-2а	159	0,0					
1_КУ-2а - УПЗ-109	325	5085,4	1,76	1,67	49,90	49,12	1,11
скв.77 - УПЗ-109	89	300,2	1,73	1,69	19,00	17,46	0,83
УПЗ-109 (перемыч)	89	149,4	1,70	1,69	48,94	48,25	0,85
УПЗ-109 - КУ-3б	325	5535,1	1,69	1,53	46,96	45,24	1,80
2_КУ-2а - УПЗ-109	325	4164,3	1,76	1,70	49,89	48,93	0,90
УПЗ-109 - КУ-3а	325	4014,9	1,70	1,54	48,94	46,44	1,31
K10 - Т.2/2	273	5378,8	1,70	1,63	60,00	59,58	1,94
<b>K10бис - Т.2</b>	<b>159</b>	<b>612,1</b>	<b>1,64</b>	<b>1,63</b>	<b>80,00</b>	<b>75,76</b>	<b>0,93</b>
<b>Т.2/2 - Т.2</b>	<b>273</b>	<b>5378,8</b>	<b>1,63</b>	<b>1,63</b>	<b>59,58</b>	<b>59,41</b>	<b>1,94</b>
Т.2/2 - КУ-3а	273	0,0					
<b>Т.2 - КУ-3а</b>	<b>273</b>	<b>5990,8</b>	<b>1,63</b>	<b>1,54</b>	<b>60,74</b>	<b>58,97</b>	<b>2,27</b>
1_КУ-3б - т.п. скв.121	426	12259,1	1,53	1,43	50,62	50,06	2,19
скв.121 - т.п.	89	139,1	1,47	1,43	19,00	13,20	0,66
т.п. скв.121 (перемыч)	89	513,8	1,43	1,40	49,59	49,30	2,63
т.п. скв.121 - КУ-4б	426	11884,3	1,43	1,25	49,59	48,61	2,21
2_КУ-3а - т.п. скв.121	325	3281,8	1,53	1,40	54,56	49,48	0,98
т.п. скв.121 - КУ-4а	325	3795,6	1,40	1,24	49,46	45,47	1,18
K17 - КУ-4а(б)	114	343,5	1,37	1,24	64,49	54,94	0,73
K17 - КУ-4а(б)_лупинг	159	1112,3	1,37	1,25	64,49	53,91	0,96
1_КУ-4б - КУ-5б	426	11446,1	1,24	1,22	49,11	48,97	2,13
K4бис - КУ-5б	159	426,8	1,23	1,22	80,00	73,91	0,70
КУ-5б - УПЗ-6б	426	11872,9	1,22	1,13	49,73	49,20	1,56
K4 - УПЗ-6б	273	8391,8	1,26	1,13	60,00	59,00	2,94
2_КУ-4а - УПЗ-5	325	5689,6	1,24	1,13	47,03	45,93	1,24
УПЗ-6б - УПЗ-5	426	2532,2	1,13	1,13	53,61	53,46	0,35
УПЗ-6б - т.п. скв.115	426	17732,4	1,13	0,67	53,61	52,79	3,55
скв.115 - т.п.скв.115	114	160,0	0,71	0,67	60,00	47,66	0,91
т.п. скв.115 - ЦПС	426	17892,4	0,67	0,60	52,75	52,65	3,69
2_УПЗ-5 - ЦПС	325	8221,8	1,13	0,60	48,29	46,65	3,06

Инва. № подл.	30101/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

25

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласению между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
30101/П		

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

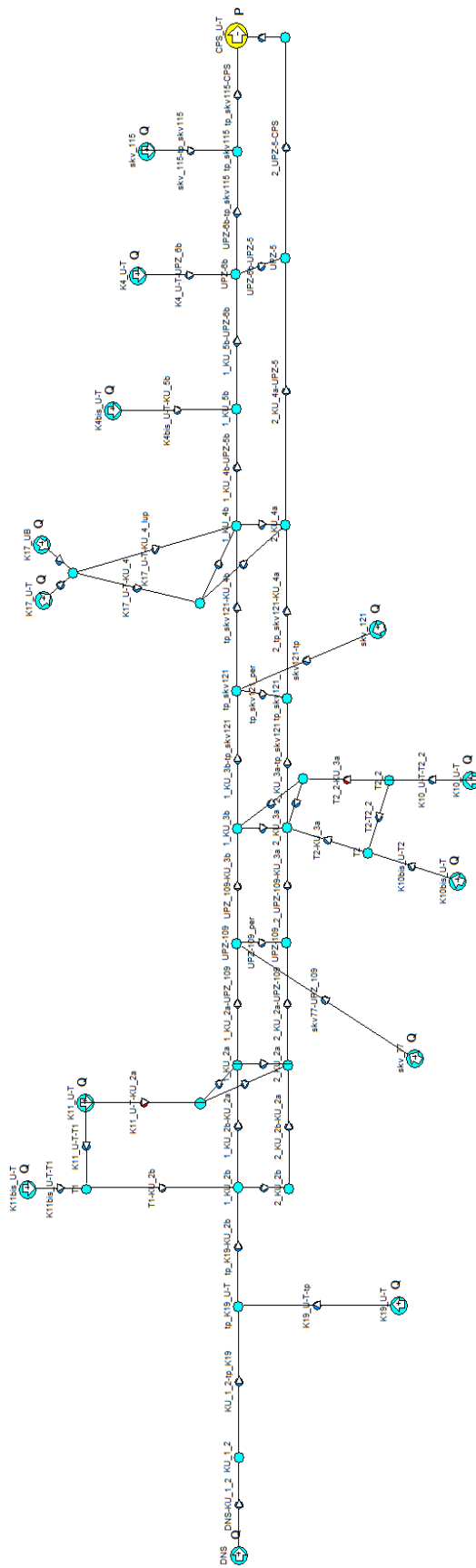


Рисунок 1 – Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Анализ гидравлического расчета показал, что для транспорта заданного количества продукции от куста скважин №10-бис до Т.2 требуется трубопровод DN150, от Т.2 до КУ-3а – трубопровод DN250, от Т.2/2 до Т.2 – трубопровод DN250.

### 13.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Рабочее давление нефтегазосборного трубопровода, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации, составляет 1,41 МПа – 1,64 МПа. Максимально допустимое рабочее давление 4,0 МПа.

### 13.6 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета

Выбор труб произведен на основании ГОСТ Р 55990-2014 и методических указаний Компании № П4-06 М-0111 «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» и сортамента труб, выпускаемых отечественной промышленностью.

Выбор деталей трубопровода произведен на основании ГОСТ Р 55990-2014 и методических указаний Компании № П4-06 М-0116 «Соединительные детали трубопроводов».

К строительству нефтегазосборного трубопровода приняты трубы стальные прямошовные, выполненные контактной сваркой токами высокой частоты, из низколегированной стали, класса прочности не ниже К48, в заводской внутренней и наружной антикоррозионной изоляции.

Технические характеристики применяемых труб на линейной части представлены в таблице 13.11.

**Таблица 13.11 - Технические характеристики прямошовных труб**

Взам. инв. №	Класс прочности	$\sigma$ вр., МПа	$\sigma$ тек., МПа	Минимально допустимые значения ударной вязкости КСУ-60°С. Дж/см <sup>2</sup> (кгс*м/см <sup>2</sup> )	
				основной металл	сварные соединения
	К48	460	360	45,0	45,0
Подп. и дата	Трубы проходят испытание на минимальную ударную вязкость КСУ-60°С. Трубы испытываются на заводе-изготовителе пробным гидравлическим давлением и имеют указание в сертификате о величине пробного давления. Соединительные детали трубопровода выполняются из сталей, аналогичных материалу труб и проходят испытание на минимальную ударную вязкость КСУ-60°С, кото-				
Инв. № подл.	30101/П				
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02					Лист
					27

рая составляет не менее 45 Дж/см<sup>2</sup> (согласно № П4-06 М-0116 «Единые технические требования. Соединительные детали трубопроводов»).

Строительно-монтажные работы производить при температуре наружного воздуха не ниже минус 40°С.

Температура замыкающего стыка принята не ниже минус 5°С.

### 13.7 Обоснование толщины стенки труб

Результаты расчета толщины стенки и потребное количество труб указаны в таблицах 13.12 - 13.14.

**Таблица 13.12 – Результаты расчета толщины стенки труб**

Диаметр трубы, мм	Кате- гория	Рабочее давле- ние, Р, МПа	Коэффициент надежности				Коэффициент условий рабо- ты, $\gamma_{dy}$	Толщина стенки, мм	
			$\gamma_{mu}$	$\gamma_{my}$	$\gamma_n$	$\gamma_{fp}$		Расчетная, $t_d$	Принятая, $t_H$
273	С	4,0	1,47	1,15	1,1	1,15	0,767	2,88	8,00
159	С	4,0	1,47	1,15	1,1	1,15	0,767	1,68	8,00

Условные обозначения:

$\gamma_{mu}$  – коэффициент надежности по материалу труб, определяется по таблице 12 ГОСТ Р 55990-2014, учитывающий способ изготовления и минусовой допуск;

$\gamma_{my}$  – коэффициент надежности по материалу труб, определяется в соответствии п.12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, определяется в соответствии п.12.1.6 ГОСТ Р 55990-2014;

$\gamma_{fp}$  – коэффициент надёжности по нагрузке (внутреннему давлению), определяется по таблице 11 ГОСТ Р 55990-2014;

$t_d$  - расчётная толщина стенки трубы определенная в соответствии с п. 12.2.1.1 ГОСТ Р 55990-2014, применяемая для назначения номинальной толщины стенки в соответствии с п. 12.2.1.2 ГОСТ Р 55990-2014;

$t_H$  – принятая номинальная толщина стенки, мм.

Результаты расчета критической толщины стенки трубы при отбраковке в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утвержденных приказом Ростехнадзора 15.12.2020 № 534 (ФНиП № 534), и расчётной толщины по ГОСТ Р 55990-2014 приведены в таблице 13.13.

**Таблица 13.13 – Результаты расчета критической толщины стенки труб при отбраковке**

Наружный диаметр $d_e$ , мм	$t_{крит. таб}$ , мм	$t_d$ , мм	$t_{крит}$ , мм
273	3,00	2,88	3,00
159	2,50	1,68	2,50

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
							28

Наружный диаметр $d_e$ , мм	$t_{\text{крит. таб}}$ , мм	$t_d$ , мм	$t_{\text{крит}}$ , мм
-----------------------------	-----------------------------	------------	------------------------

Условные обозначения:

$t_{\text{крит. таб}}$  – наименьшая допустимая толщина стенки ВПТ принятая в соответствии с таблицей 1 приложение 8 ФНиП № 534, мм;

$t_d$  – расчётная толщина стенки трубы определенная в соответствии с п. 12.2.1.1 ГОСТ Р 55990-2014, применяемая для назначения номинальной толщины стенки в соответствии с п. 12.2.1.2 ГОСТ Р 55990-2014;

$t_{\text{крит}}$  – принятое значение критической толщины стенки при отбраковке равное большему значению из расчетной величины, определенной в соответствии п. 12.2.1.1 ГОСТ Р 55990-2014 и табличного значения, принятого в соответствии с таблицей 1 приложение 8 ФНиП № 534, мм.

**Таблица 13.14 - Потребное количество труб**

Наименование	Количество	Масса ед.	Примечание
Труба 159x8	218 м	29,8 кг/м	
Труба 273x8	932 м	52,3 кг/м	с учетом пере- мычки

При выборе толщины стенки труб был учтен расчет балластировки трубопровода (расчет описан в разделе 13.29).

Принятая толщина стенки труб определялась с учетом:

- требований ГОСТ Р 55990-2014;
- технической прочности труб, отвечающей требованиям действующих стандартов;
- сортамента труб, выпускаемых отечественной промышленностью;
- требований Заказчика ООО «РН-Уватнефтегаз» (Приложение Г).

Толщина стенки труб рассчитана с учетом продольных осевых сжимающих напряжений и безопасного срока эксплуатации трубопроводов 20 лет.

### 13.8 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов

Для обеспечения безаварийной работы трубопровода, согласно ГОСТ Р 55990-2014 и Техническим условиям Заказчика (Приложение Б) запорная арматура предусмотрена:

- при подключении нефтегазосборного трубопровода на кусте скважин №10-бис;
- в точке подключения нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №10-бис к КУ-3А;
- при подключении перемычки к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу от куста скважин №10-бис и к действующему нефтегазосборному трубопроводу с куста скважин №10.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	30101/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		29



### 13.9 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием

Оборудование на проектируемом участке промышленного трубопровода отсутствует.

Запорная арматура выбрана для холодного климата с установкой на открытых площадках (ХЛ1), класса герметичности затвора «А» по ГОСТ Р 9544-2015, с заводским антикоррозионным покрытием.

Узлы запорной арматуры оснащаются техническими манометрами для измерения давления смеси до запорной арматуры и после них.

На площадке с арматурой предусмотрены задвижки DN80 с заглушкой для подвода газа или пара, предназначенные для продувки трубопровода.

Запорная арматура имеет сертификаты (декларации) соответствия требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», приложенные к паспорту на изделие.

Места установки запорной арматуры на линейной части показаны на схеме, чертеж 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001.

Потребное количество арматуры, приведено в таблице 13.15.

**Таблица 13.15 – Потребное количество арматуры**

Номер объекта	Тип арматуры	Количество, шт.
Узел на ПК0	Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	2
КУ-3А	Обратный клапан DN250, PN40, фланцевый	1
	Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	1
УЗА № 1 (Т.2), ПК 2+14,17	Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый	1
	Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый	3
	Обратный клапан DN150, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	5
УЗА № 2 (Т.2/2), ПК 0+71,30	Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	1

### 13.10 Описание системы диагностики состояния трубопроводов

Сроки проведения технического диагностирования трубопровода устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозийных процессов с учетом опыта эксплуатации аналогичных трубопроводов, результатов наружного осмотра, предыдущей ревизии. Сроки проведения контрольных мероприятий должны обеспечивать безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопроводов и не превышать периодичность:

Ив. № подл.	30101/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		30

- не позднее чем через 1 год после ввода в эксплуатацию (первичное диагностирование);

- не реже одного раза в 6 лет.

Диагностика состояния трубопровода включает в себя:

- контроль состояния охранной зоны;
- определение положения трубопровода на местности;
- определение глубины залегания трубопровода;
- визуальный и измерительный контроль;
- ультразвуковая толщинометрия;
- определение целостности и адгезии защитного покрытия.

По завершении всех строительно-монтажных работ после проведения гидравлических испытаний, до сдачи трубопровода в эксплуатацию, проектом предусмотрена предпусковая приборная диагностика.

### **13.11 Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой**

Для поддержания температуры жидкости, требуемой для обеспечения заданных объемов перекачки, трубопровод прокладывается подземно. На надземных участках трубопровода предусмотрена тепловая изоляция, описанная в п. 8.

С падением объема перекачки жидкости дополнительной необходимости подогрева не возникает.

### **13.12 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению**

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, представлены в томе 8.1.1 1750620/1238Д-П-012.052.000-ООС1-01. Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», часть 1 «Охрана окружающей среды», книга 1 Текстовая часть».

### **13.13 Сведения о классификации токсичных отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями**

Информация о классификации токсичности отходов и о местах и способах их размещения представлены в томе 8.1.1 1750620/1238Д-П-012.052.000-ООС1-01. Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», часть 1 «Охрана окружающей среды», книга 1 Текстовая часть».

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П						31		
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

### 13.14 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при эксплуатации нефтепровода, а также мероприятия, технические решения, обеспечивающие рациональное использование и охрану водных объектов представлены в томе 8.1.1 1750620/1238Д-П-012.052.000-ООС1-01. Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», часть 1 «Охрана окружающей среды», книга 1 Текстовая часть».

### 13.15 Оценка возможных аварийных ситуаций

Результаты оценки возможных аварийных ситуаций на объекте проектирования представлены в томе 12.1, 1750620/1238Д-П-012.052.000-ГОЧС-01, раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами», Часть 1 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

### 13.16 Сведения об опасных участках на трассе трубопроводов и обоснование выбора размера защитных зон

Безопасность в районах прохождения трубопровода обеспечивается расположением его на соответствующих расстояниях от объектов инфраструктуры.

Ближайшими населенные пункты – с. Новый Васюган (154 км в восточном направлении), п. Тевриз (141 км в юго-западном направлении), п. Туртас (278 км в северо-западном направлении), п. Демьянка (250 км в северо-западном направлении) от участка нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №10-бис и перемычки.

Расстояния до населенных пунктов до оси проектируемых нефтегазосборных трубопроводов III класса DN150 и II класса DN250 составляет не менее 141 км, что говорит о степени безопасности населенного пункта.

Проектируемый трубопровод не пересекает мосты, железные дороги и другие объекты, указанные в таблице 6 ГОСТ Р 55990-2014, кроме объектов, описанных в п. 13.17.3 и определенных как опасные участки.

Для снижения риска аварий на опасных участках предусмотрены дополнительные меры безопасности:

- увеличение глубины залегания при пересечении с коммуникациями;
- предусмотрен 100% контроль стыков;
- для труб и деталей выполнено защитное покрытие усиленного типа и внутреннее изоляционное покрытие;

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21					

- предусмотрена предпусковая теледиагностика.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации трубопровода определена охранная зона в виде участка земли, ограниченного условными линиями, находящимися в 25 м от оси трубопровода с каждой стороны в соответствии с п. 4.1 «Правила охраны магистральных трубопроводов».

### 13.17 Описание проектных решений по прохождению трасс трубопроводов

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

При выборе трасс учитывались инженерно-геологические условия района строительства, сложившаяся транспортная схема, а также наличие существующих коридоров коммуникаций.

При выборе трассы учтены расстояния от объектов, расположенных вблизи проектируемого трубопровода и расстояния между существующими и проектируемыми коммуникациями при параллельном следовании в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п. 7.2 и 8):

- от подошвы насыпи автодороги – не менее 10 м;
- от существующих действующих трубопроводов - не менее 8 м.

На всем протяжении трасс принят подземный способ прокладки.

Повороты трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполняются упругим изгибом сваренной нити или с помощью крутоизогнутых отводов радиусом 1,5DN.

По трассе трубопровода предусмотрена установка знаков опознавательных с указанием на них километража. Знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 500 м, на основании п. 33 Технических требований (Приложение А), а также, дополнительно на углах поворота. Предупредительные знаки устанавливаются на пересечениях с существующими коммуникациями.

Обоснование глубины прокладки описано в разделе 0.

#### 13.17.1 *Переходы трубопроводов через автомобильные дороги*

Пересечения с автомобильными дорогами отсутствуют.

#### 13.17.2 *Пересечения трубопроводов с ВЛ*

Пересечения с линиями электропередач отсутствуют.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21					

### 13.17.3 Пересечения трубопроводов с коммуникациями

Проектируемый трубопровод при своем следовании пересекают подземные коммуникации.

Проектные решения по прокладке трубопровода в местах пересечения выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 и определяются необходимостью соблюдения следующих нормативных требований по обеспечению эксплуатационной безопасности:

расстояние по вертикали в свету между проектируемыми трубопроводами не менее 350 мм;

- земляные работы в местах пересечения с существующими подземными коммуникациями производятся вручную без применения ударных механизмов на расстоянии не менее 2 м в обе стороны от пересекаемого трубопровода.

Информация о количестве пересекаемых подземных коммуникаций приведена в таблице 13.16.

**Таблица 13.16 - Ведомость пересекаемых коммуникаций**

Пикетаж	Тип пересекаемой коммуникации	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения	Глубина заложения, м	Владелец	Способ перехода
Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения до точки подключения к КУ-3а						
10+53,67	водовод.	273	61°	1,4	ООО «РН-Уватнефтегаз»	Траншейный
10+62,47	нефтепр.	325	60°	1,5		
Перемычка (участок Т.2/2 – Т.2)						
0+65,72	водовод.	273	85°	1,5	ООО «РН-Уватнефтегаз»	Траншейный

### 13.17.4 Переходы трубопроводов через водные преграды

Пересечения с водными преградами отсутствуют.

### 13.18 Контроль качества сварных стыков

Все сварные соединения трубопровода согласно ГОСТ Р 55990-2014, ВСН 006-89, ВСН 012-88 и в соответствии с п.52 Технических требований (Приложение А) подвергаются визуальному контролю в объеме 100% и неразрушающему контролю в объеме 100% радиографическим методом.

Сварные соединения захлестов, подвергаются дублирующему контролю ультразвуковым или магнитографическим методом в объеме 100%.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инва. № подл.	30101/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		34

### 13.19 Очистка полости и испытание трубопроводов

Трубопровод перед вводом в эксплуатацию проходит очистку, промывку и продувку. Нефтегазосборный трубопровод подвергается испытанию на прочность и проверяется на герметичность в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 011-88.

Испытание на прочность и проверка на герметичность производится после полной готовности участка трубопровода (засыпка, предоставление исполнительной документации на испытуемый объект).

Нефтегазосборный трубопровод испытывается в два этапа.

Этапы испытания определяются в зависимости от категории участков в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Первому этапу гидравлических испытаний давлением 1,25P<sub>раб.</sub> в течение 6 ч. подлежат участки:

- пересечения с коммуникациями по 20 м в обе стороны от пересекаемой коммуникации.

Первому этапу пневматических испытаний давлением 1,25P<sub>раб.</sub> в течение 12 ч. подлежат участки:

- узлов линейной запорной арматуры с прилегающими участками длиной 250 м.

Второй этап пневматических испытаний выполняется одновременно со всем трубопроводом. Давление при испытании на прочность равно в верхней точке 1,1P<sub>раб.</sub>=1,1 МПа, продолжительность выдержки под этим давлением равно 12 часов. Проверка на герметичность выполняется после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего P<sub>раб.</sub>=4 МПа и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

За рабочее давление нефтегазосборного трубопровода принято P<sub>раб.</sub>=4,0 МПа. На всех этапах испытаний в любой точке испытуемого участка трубопровода давление на прочность не должно превышать наименьшее гарантированное заводом-изготовителем испытательное давление элементов трубопровода.

Трубопроводы считаются выдержавшими испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания на прочность давление остается неизменным, а при проверке на герметичность не были обнаружены утечки.

При испытаниях участка трубопровода на прочность и герметичность устанавливается охранная зона (зона безопасности) в соответствии с табл. 1 и 2 приложения 7 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При пневматических испытаниях:

- по 40 м в обе стороны от оси трубопровода при очистке полости,

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
				1	-	Зам.		13609-21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- 600 м при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня,
- по 100 м в обе стороны от оси трубопровода при испытании.

При гидравлических испытаниях:

- по 75 м в обе стороны от оси трубопровода при испытании,
- 600 м в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода при испытании.

В соответствии с п. 108 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, необходимо осуществить комплексное опробование трубопровода в течение 30 суток на основании п. 71 Приложения А.

### 13.20 Перечень мероприятий по защите трубопровода от коррозии

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 008-88 для защиты трубопровода от коррозии принята заводская изоляция труб, соединительных деталей и запорной арматуры.

Защитная наружная изоляция нефтегазосборного трубопровода представляет собой покрытие на основе полиуретановых смол усиленного типа толщиной не менее 1,5 мм, что соответствует конструкции №3 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98. Для трубопровода предусмотрено внутреннее антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных красок. Антикоррозионное покрытие предназначено для труб с температурой эксплуатации плюс 80 °С.

Для трубопровода предусмотрено внутреннее антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных красок

На надземных участках предусмотрено антикоррозионное покрытие, соответствующее таблице 22 приложения 2 типовых требований Компании №П4-05.01 ТТР-0002 «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании», которое состоит из эпоксидного покрытия (толщиной 100 мкм) и полиуретанового покрытия (60 мкм). Общая толщина антикоррозионного покрытия составляет 160 мкм.

Для антикоррозионной изоляции сварных соединений труб применяется двухкомпонентный эпоксидный праймер, термоусаживающаяся манжета в комплекте с замковой пластиной.

Для внутренней защиты сварных швов соединений труб трубопровода предусмотрены втулки в комплекте с мастикой пластизольной.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
				1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02							36
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
	1	-	Зам.	13609-21		18.10.21					

Соединительные детали трубопровода выполняются с приварными катушками из сталей, аналогичных материалу трубы.

Антикоррозионное покрытие труб и сварных соединений принято морозостойкого типа.

### 13.21 Электрохимическая защита трубопроводов

Данным разделом проекта рассматривается необходимость электрохимической защиты (ЭХЗ) проектируемых трубопроводов, состав проектируемых трубопроводов приведен в таблице 7.1

С целью обеспечения длительного и безаварийного ресурса эксплуатации проектируемого трубопровода, а также повышения коррозионной стойкости приняты трубы - стальные прямошовные в заводской внутренней и наружной антикоррозионной изоляции. Защитная наружная антикоррозионная изоляция принята на основе полиуретановых смол усиленного типа толщиной не менее 1,5 мм, что соответствует конструкции №3 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98.

Защитная наружная изоляция трубопроводов представляет собой покрытие на основе полиуретановых смол усиленного типа толщиной не менее 1,5 мм, что обеспечивает надежную эксплуатацию в течение всего срока службы. Наружное покрытие наносится на стальные трубы в заводских условиях. Сопротивление изоляции  $3 \times 10^5$  Ом $\cdot$ м $^2$ .

Для защиты внутренней полости трубопровода от коррозии предусмотрена закачка ингибитора коррозии на кустовой площадке.

#### 13.21.1 Основные технические решения

Принимая во внимание применение надежность заводской полиэтиленовой изоляции усиленного типа, низкую коррозионную активность грунта, а так же учитывая п.5.1.1 ГОСТ 55990-2014 - для защиты проектируемого трубопровода применяется использование только защитных покрытий, ЭХЗ не предусматривается.

### 13.22 Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов и отдельных элементов

Для определения прочности и устойчивости трубопровода выполнен расчет в соответствии с СП 20.13330.2016, который подтверждает устойчивость трубопровода при действии температурного перепада, внутреннего давления в случае пластической связи трубопровода с грунтом. В расчете учтены диаметр, толщина стенки трубопровода нагрузки и воздействия на трубопровод и их сочетания, коэффициенты надежности по материалу, по назначению трубопровода, по грунту и другим параметрам.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
				1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02							37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						



Расчет необходимости компенсации трубопровода выполнен с учетом температур, приведенных в таблицах 13.8 – 13.10 и с учетом подключений, показанных на рисунке 1

При необходимости подключения дополнительных кустов или изменения температурных режимов, не предусмотренных проектной документацией, необходима дополнительная проверка принятых технических решений для выполнения требований нормативной документации в части прочности и устойчивости трубопровода.

В соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 при прохождении по болотам проведен расчет на устойчивость положения трубопровода против всплытия (описано в п. 13.29).

Допустимые радиусы изгиба трубопровода определены расчетами из условия прочности, местной устойчивости стенки труб и устойчивости положения трубопровода под воздействием внутреннего давления, собственного веса и продольных сжимающих усилий, возникающих в результате изменения температуры металла трубы в процессе эксплуатации.

Допустимый радиус изгиба трубопровода в горизонтальной плоскости принят равным не менее 150 м для трубопровода DN150, не менее 300 м для трубопровода DN250.

Допустимые радиусы изгиба трубопроводов в вертикальной плоскости в зависимости от грунта приняты равным согласно таблице 13.17.

**Таблица 13.17 - Результаты расчетов упругих изгибов в вертикальной плоскости труб нефтегазосборного трубопровода**

Наружный диаметр, толщина стенки, мм. Класс прочности	Тип грунта	Радиус упругого изгиба в вертикальной плоскости, м	
		Для не обводненного грунта	Для обводненного грунта
Труба 273x8 мм, К48	ИГЭ 205 - Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный (связный грунт)	1050	1150
	ИГЭ 204 - Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный (связный грунт)	600	650
	ИГЭ 203 - Суглинок легкий пылеватый тугопластичный (связный грунт)	450	450
	ИГЭ 202 - Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый (связный грунт)	350	350
	ИГЭ 444 - Песок пылеватый плотный водонасыщенный (несвязный грунт)	650	1300
	ИГЭ 941 - Торф слаборазложившийся средней влажности (связный грунт)	1550	1850
	ИГЭ 932 - Торф среднеразложившийся средней влажности (связный грунт)	1000	1100
	ИГЭ 923 - Торф сильноразложившийся средней влажности (связный грунт)	600	650

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
							38
30101/П							
Взам. инв. №	Подп. и дата	Интв. № подл.					
		30101/П					

Наружный диаметр, толщина стенки, мм. Класс прочности	Тип грунта	Радиус упругого изгиба в вертикальной плоскости, м	
		Для не обводненного грунта	Для обводнённого грунта
Труба 159x8 мм, К48	ИГЭ 205 - Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный (связный грунт)	850	900
	ИГЭ 204 - Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный (связный грунт)	500	500
	ИГЭ 203 - Суглинок легкий пылеватый тугопластичный (связный грунт)	350	350
	ИГЭ 202 - Суглинок тяжелый пылеватый полутвердый (связный грунт)	300	300
	ИГЭ 444 - Песок пылеватый плотный водонасыщенный (несвязный грунт)	400	750
	ИГЭ 941 - Торф слаборазложившийся средней влажности (связный грунт)	1200	1350
	ИГЭ 932 - Торф среднеразложившийся средней влажности (связный грунт)	750	850
	ИГЭ 923 - Торф сильноразложившийся средней влажности (связный грунт)	450	450

### 13.23 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы

Сочетания нагрузок и расчетные коэффициенты приняты согласно ГОСТ Р 55990-2014 и СП 20.13330.2016.

Для расчета приняты следующие сочетания нагрузок:

- постоянные от собственного веса, воздействия предварительного упругого изгиба, веса грунта;
- временные длительные от внутреннего давления и температурного воздействия.

Приняты следующие значения нагрузок:

- давление, принятое для расчета – 4,0 МПа;
- температура продукта, принятая для расчета – 80°С;
- нагрузка от продукта (для трубопровода DN150) – 14,28 Н/м;
- нагрузка от продукта (для трубопровода DN250) – 45,03 Н/м;

### 13.24 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

Трубопровод проверяется на прочность с учетом всех нагрузок и воздействий, приведенных в п. 13.23 для всех расчетных случаев, возникающих при строительстве, испытании и эксплуатации. Расчеты трубопровода выполнены в соответствии с требованиями раздела 12 ГОСТ Р 55990-2014.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П							39

Трубопровод дополнительно проверен на общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

### 13.25 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопроводов, по нагрузке и другим параметрам

Для расчета трубопровода на прочность и устойчивость приняты следующие параметры и значения коэффициентов:

- коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности – 1,47;
- коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести – 1,15;
- коэффициент надежности по нагрузке – 1,15;
- коэффициент надежности по нагрузке от веса трубопровода - 0,95;
- коэффициент надежности по нагрузке (весу грунта) - 0,8;
- коэффициент запаса общей устойчивости в продольном направлении - 1,3;
- коэффициент надежности по ответственности трубопровода – 1,1;
- коэффициент условий работы трубопровода – 0,767.

Значение коэффициента надежности по нагрузке, указанное в скобках, следует принимать при расчете трубопровода на общую устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции.

Физико-механические свойства грунтов приведены в таблице 13.18.

**Таблица 13.18 – Физико-механические свойства грунтов**

ИГЭ	$\gamma_{gr}$ , кг/м <sup>3*</sup>	$\gamma_s$ , кг/м <sup>3</sup>	$e$	$c$ , МПа*
205	1770	2580	0,98	0,008
204	1870	2610	0,81	0,015
203	1880	2620	0,79	0,021
202	1890	2650	0,78	0,027
444	2060	2640	0,52	0,007
941	1050	1640	11,62	0,004
932	1060	1680	11,47	0,007
923	1060	1640	10,34	0,013

**Примечания**

$\gamma_{gr}$  – удельный вес грунта засыпки, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_s$  – удельный вес частиц грунта, кг/м<sup>3</sup>;

$e$  – коэффициент пористости грунта;

$c$  – сцепление грунта, кПа.

(\* ) - в таблице приведены характеристики грунта с доверительной вероятностью 0,85.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
							40
30101/П							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

### 13.26 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопроводов

Перед началом работ должна быть разработана и утверждена технологическая карта сборки стыков, монтажа трубопровода с подробным описанием всех операций, связанных со сварочно-монтажными работами. Технологическая карта должна содержать полный материал по всей технологической цепочке строительства трубопровода.

Сортаментный ряд (наружный диаметр и толщина стенки) и масса труб должны соответствовать ГОСТ ISO 3183-2015, ГОСТ 10704-91.

Предельные отклонения наружного диаметра труб, кроме концов, не должны превышать значений, мм:

-  $\pm 0,0075D$ , но не более  $\pm 3,2$ , для сварных труб.

Предельные отклонения наружного диаметра концов труб, не должны превышать значений, мм:

-  $\pm 0,005D$ , но не более  $\pm 1,6$ , для сварных труб.

Предельные отклонения овальности труб, кроме концов, не должны превышать  $0,02D$  мм, предельные отклонения овальности концов труб не должны превышать  $0,015D$  мм.

Предельные отклонения толщины стенки труб не должны превышать значений:

- для сварных труб с толщиной стенки св. 5,0 до 15,0 мм –  $\pm 0,1t$ .

Общая кривизна от прямолинейности не должна превышать более 0,2% длины трубы.

### 13.27 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)

Транспортные работы следует выполнять в соответствии с требованиями «Правил дорожного движения».

Перевозка труб должна осуществляться преимущественно седельными автопоездами - плетевозами. Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий поставки и перевозок в соответствии с проектом производства работ. Для исключения при перевозке продольных перемещений трубы относительно платформы на внутреннем торце передней стенки, по ходу движения автомобиля, следует закреплять деревянный щит из досок толщиной 50 мм, в который при погрузке упирается труба.

На платформе полуприцепа трубы закрепляются от перемещения назад по ходу движения автотранспортного средства стопорными цепями.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
	1	-	Зам.	13609-21		18.10.21				

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласению между Разработчиком и Заказчиком

Смещение одиночных труб по платформе в поперечном направлении ограничиваются глубиной вырезов (ложементов) опор.

Величина заднего свеса труб и трубных секций при транспортировке не должна превышать размеров, установленных паспортом трубопровода.

Скорость движения автопоездов при перевозке труб по грунтовым дорогам и вдольтрассовым проездам не должна превышать 30 км/ч.

Трогание автопоезда и его торможение должно осуществляться плавно, чтобы исключить продольные перемещения труб при трогании и торможении.

На уклонах крутизной более 15°, где проезд автопоезда невозможен, перевозка труб на трассе должна производиться гусеничными тракторными плетевозами, аналогично оснащенными мягкими ложементами.

Зимой, на заснеженных и обледенелых участках дорог с подъемом 7° и более, перемещение автопоездов должно производиться с помощью дежурных тракторов, цепей противоскольжения на колесах, подсыпка песка или шлака и др.

Расстояние от следа движения транспортного средства до бровки разработанной траншеи должно быть не менее 3 м.

Погрузку и разгрузку изолированных труб следует производить таким образом, чтобы не допустить их соударения, волочения по земле и по нижележащим трубам. Погрузо-разгрузочные работы должны производиться механизированным способом при помощи подъемно-транспортного оборудования.

Для производства погрузочно-разгрузочных работ при помощи крановых механизмов необходимо применять широкие брезентовые или прорезиненные стропы с траверсами или оснащать грузоподъемные средства торцовыми захватами, траверсами, мягкими полотенцами. Строповку или обвязку грузов следует осуществлять в соответствии со схемами строповки. Разгрузка допускается на спланированный грунт или на специальные стеллажи для хранения труб и их деталей.

При складировании труб запрещается:

- укладывать в один штабель трубы разного диаметра;
- производить укладку труб верхнего ряда до закрепления труб нижнего ряда;
- укладывать трубы в наклонном положении с опиранием одной стороны труб на нижележащие.

Раскладку по трассе производят трубоукладчиками. При раскладке вдоль траншеи труб и секций их следует размещать на расстоянии 1,5-2 м от бровки траншеи.

При укладке трубопровода в траншею должны обеспечиваться:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П						42		
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- правильный выбор количества и расстановки кранов-трубоукладчиков и минимально необходимой для производства работ высоты подъема трубопровода над землей с целью предохранения трубопровода от перенапряжения, изломов и вмятин;
- сохранность изоляционного покрытия трубопровода;
- полное прилегание трубопровода ко дну траншеи по всей его длине;
- проектное положение трубопровода.

Закрепление трубопровода необходимо производить после укладки его на проектные отметки.

### 13.28 Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках

Способ прокладки трубопровода принят подземный.

Глубина прокладки трубопровода принята согласно ГОСТ Р 55990-2014 и Приложения Д.

Район прокладки трубопровода сложен торфяными грунтами, насыщенными водой. Торф III типа в талом состоянии является чрезвычайно сильно увлажненным грунтом с низкой несущей способностью, поэтому не используется как основание для трубопровода. В местах прохождения трассы по болотам III типа трубопроводы укладываются непосредственно в более плотные нижележащие слои.

Учитывая дополнительные напряжения изгиба вследствие осадки торфяного основания и после результатов расчета на прочность и устойчивость трубопровода, принята глубина прокладки на несущее основание, но не менее 0,8 м до верха трубы.

При прохождении по сильно- и чрезмерно-пучинистым грунтам, трубопровод прокладывается ниже глубины промерзания данных грунтов (линия глубины промерзания указана на продольных профилях).

Исключение составляют пересечения с искусственными преградами, где глубина заложения трубопроводов принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий переходов и описаны в п.13.17.3.

### 13.29 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопроводов с применением утяжелителей

Для обеспечения устойчивости выполнены расчеты трубопроводов против всплытия.

Результаты расчета балластировки рабочего трубопровода представлены в таблице 13.19.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П						43		
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Таблица 13.19 - Результаты расчета нефтегазосборного трубопровода

Наименование	Единица измерения	Значение	Значение
Участок трубопровода	-	Обводненные и пойменные, за границами производства подводно-технических работ, участки трассы	Обводненные и пойменные, за границами производства подводно-технических работ участки трассы
Коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода для участков прокладки трубопровода	-	1,05	1,05
Наружный диаметр трубопровода без учета изоляции	мм	159	273
Толщина стенки трубопровода	мм	8	8
Масса метра трубы с изоляцией (без учёта коэффициента надёжности по массе)	кг	30,70	53,83
Вес метра трубы с изоляцией (с учётом коэффициента надёжности)	Н/м	301,15	528,12
Выталкивающая сила воды (грунта)	Н/м	216,56	628,59
Интенсивность балластировки	Н/м	-84,59	100,47
Марка пригруза	-	Не требуется	УБП-0,3а
Объем пригруза	м <sup>3</sup>		-
Масса пригруза в воздухе (справочная или по среднему весу грунта)	кг		432,000
Расстояние между пригрузами	м		20,1

Результаты проверки условия устойчивости положения трубопровода, проложенного упругим изгибом, с углом поворота оси трубопровода от 1° до 6° приведены в таблице 13.20. В таблице также указаны минимальные радиусы упругого изгиба с возможностью реализации балластировки трубопровода для углов, на которых по результатам расчета шаг расстановки пригруза меньше его длины. В таблице 13.20 дополнительно приведены результаты расчета для вертикальных углов и радиусов упругого изгиба.

Таблица 13.20 - Результаты проверки условия устойчивости положения для участков трубопровода, проложенного упругим изгибом (трубопровод опорожнен)

$\rho$ , м	$\beta$ , град.	$\gamma_a$	$q_b$ , Н/м		$Q_{act}$ , Н		$\frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}$ , Н	Марка пригруза	$l_p$ , м	
			выпуклая кривая	вогнутая кривая	выпуклая кривая	вогнутая кривая			выпуклая кривая	вогнутая кривая
Труба 273x8										
350	1	1,05	820,43	3281,70	1419,08	3880,36	502,98	УБП-0,3а	2,2	0,5*
500	1	1,05	281,41	1125,62	880,06	1724,28	502,98	УБП-0,3а	5,3	1,6
350	2	1,05	205,11	820,43	803,76	1419,08	502,98	УБП-0,3а	6,6	2,2
350	3	1,05	91,16	364,63	689,81	963,29	502,98	УБП-0,3а	10,5	4,3
350	4	1,05	51,28	205,11	649,93	803,76	502,98	УБП-0,3а	13,3	6,6
350	5	1,05	32,82	131,27	631,47	729,92	502,98	УБП-0,3а	15,2	8,7

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	30101/П

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		44

$\rho$ , м	$\beta$ , град.	$\gamma_a$	$q_b$ , Н/м		$Q_{act}$ , Н		$\frac{Q_{pas}}{k_{н.ф}}$ , Н	Марка пригруза	$l_p$ , м	
			выпуклая кривая	вогнутая кривая	выпуклая кривая	вогнутая кривая			выпуклая кривая	вогнутая кривая
350	6	1,05	22,79	91,16	621,45	689,81	502,98	УБП-0,3а	16,4	10,5
Труба 159x8										
700	1	1,05	19,01	76,04	225,26	282,28	286,82	По результатам расчета балластировка не требуется		
450	2	1,05	17,89	71,55	224,14	277,80	286,82			
350	3	1,05	16,90	67,59	223,14	273,84	286,82			
350	4	1,05	9,50	38,02	215,75	244,27	286,82			
350	5	1,05	6,08	24,33	212,33	230,58	286,82			
350	6	1,05	4,22	16,90	210,47	223,14	286,82			

## Примечания

$\rho$  - радиус кривизны упругого изгиба в вертикальной плоскости, м.

$\beta$  - угол поворота оси трубопровода, градус;

$\gamma_a$  - коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода, принимаемый равным для участков прокладки в соответствии с п.12.6.2 ГОСТ Р 55990-2014.

$q_b$  - интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе на единицу длины трубопровода, Н/м;

$Q_{act}$  - суммарная расчётная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вверх, включая упругий отпор при прокладке свободным изгибом, Н;

$Q_{pas}$  - суммарная расчётная нагрузка на единицу длины трубопровода, действующая вниз, включая собственный вес трубопровода, Н;

$l_p$  - проектный шаг расстановки балластных устройств, м.

\* - Технически нереализуемо

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П								45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			





Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Обозначение документа, на который дана ссылка						Номер раздела, пункта, подпункта тома		
ВСН 006-89						Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка	13.18	
ВСН 012-88						Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ	13.18	
ВСН 011-88						Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание	13.19	
ВСН 008-88						Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция	13.20	
ПУЭ, изд. 7						Правила устройства электроустановок. Издание 7	11.4	
ТР ТС 010/2011						Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	11.5	
ТР ТС 012/2011						Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»	11.5	
№ ПЗ-04 Р-0389						Положение компании: «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам»	11.2	
№ П4-06 М-0111						Методические указания Компании. ЕТТ «Трубная продукция для промышленных и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения»	13.6	
№ П4-06 М-0116						Методические указания Компании. ЕТТ «Соединительные детали трубопроводов»	13.6	
№ П4-06.01 ТТР-0002						Типовые требования Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании	13.20	
Инв. № подл.	30101/П					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист	
Взам. инв. №		1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	47
Подп. и дата		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

## ОАиТ

Начальник отдела	Жарихина
Главный специалист	Подшивалов
Заведующий группой	Корявец
Ведущий инженер	Кравченко

## Отдел ЭиПБ

Начальник отдела	Кесова
Заведующий группой	Еремин
И.о.зав. группой	Шустов
Инженер 1 категории	Абнасырова

## ЭТО

Начальник отдела	Танский
Главный специалист	Слюсарев
Заведующий группой	Беляев
Ведущий инженер	Лавринович

## ОПОС

Начальник отдела	Пузырный
Ведущий инженер	Гукасьян

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист	
30101/П			1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	48
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.	Дата

ТТО

И.о. начальника отдела

Ковалева

Главный специалист

Кошко

Заведующий группой

Мирук

Ведущий инженер

Благовский

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
30101/П							
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	49
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

**Приложение А  
(обязательно).  
Технические требования Заказчика (на 5 листах)**

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Приложение № _____	
Технические требования. Промысловые трубопроводы	
№ п/п	Объект:
1	Принятие глубины траншеи для заложения всех проектируемых линейных нефтегазопроводов на уровне 0,8 м + DN (нефть), 2,0 м + DN (вода) - (за исключением болот 3 типа) в соответствии с требованиями письма ООО "РН-Уватнефтегаз" исх.№ 05/01-1590 от 23.10.2017 г.
2	Максимальное использование упругого изгиба при проектировании и строительстве при прохождении углов небольших величин.
3	Пересечения с естественными и искусственными препятствиями согласовывать с Заказчиком на стадии ИИ. Необходимость свай под футляр определять по итогам ИИ по каждому футляру персонально. Пересечения ВВД с ВЛ-35 кВ и выше - траншейный способ с применением защитного футляра по 10 м в каждую сторону от пересечения. При переходе методом ННБ закладывать в проекте: - затраты на сооружение площадок под буровой станок; - затраты на сооружение площадок под раскладку дюкера длиной на 22-24 метра длиннее, чем длина футляра; - землеотвод участка для сооружения площадок; - длину протаскиваемого рабочего трубопровода принять на 22-24 метра длиннее, чем длина футляра.
4	При проектировании КППСОД байпасные линии камер выполнять надземно, на опорах. Применять стабилизаторы на КППСОД. Врезки на линейной части трубопровода, а также тройники на камерах приема и пуска СОД должны быть оборудованы решетками, предотвращающими застревание ОУ.
5	В конструкции подъезда к линейным узлам и КППСОД - предусматривать плиты ПДН 6000*2000*140. На территории линейных узлов и площадок приема-пуска СОД предусмотреть устройство технологических проходов из тротуарной плитки либо малогабаритных плит (500х500х50мм). Щебень не применять. Технологические колодцы (коверы) не предусматривать, располагая все оборудование нефтепровода надземно.
6	На нефтесборных трубопроводах с полным изоляционным покрытием предусматривать узлы запорной арматуры для подключения мобильных камер СОД (объединять с катушками контроля внутреннего покрытия). Использовать секую запорную арматуру (или ответные фланцы арматуры) с приварными катушками с целью защиты сварного шва "арматура-катушка" или фланец-катушка" (для трубопроводов с внутренним покрытием).
7	Узлы КППСОД (при наличии) делать электрифицированными и автоматизированными. При экономически нецелесообразности (строительстве протяженной ЛЭП и т.п.), предусматривать взрывозащищенные розетки 0,4 кВ (Р=12 кВт) для подключения передвижных взрывозащищенных электропотребителей. На электрифицированных узлах установить блоки автоматики (контроллер, ИБП, стойка связи, стойка ОПС). Связь с АРМом трубопровода по каналу связи ШБД (установить мачту). Контролируемые параметры: давление, температура, положение задвижки. Управляемые параметры: управление электроприводными задвижками. Установить видеокамеры с обзором территории узла и блока автоматики внутри (передача видео на АРМ трубопровода). Вся автоматизация узла должна соответствовать требованиям "ПОЛОЖЕНИЯ КОМПАНИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИОНАЛЬНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ. № ПЗ-04 Р-0389. ВЕРСИЯ 3.00".
8	Для компактности линейных УЗА - применять отводы 90° 1,5 DN (в случае с промышленными трубопроводами без КППСОД). При наличии КППСОД - 45° 5 DN (на участках прохождения очистного устройства).
9	Предусматривать мероприятия по предотвращению просадки грунта при проектировании узлов и камер СОД в соответствии с требованиями действующих ЛНД Компании.
10	На нефтепроводах, нефтегазосборах, низконапорных водоводах в качестве образцов-свидетелей коррозии применять в конце каждого направления по 1 вертикальному вантузу Ду50 (фланцевый шаровой кран). Для контроля внутреннего покрытия - применять не более 1 узла контроля на группу месторождений (катушка). На высоконапорных водоводах оборудовать узел контроля коррозии (УКК) с обводной линией для возможности проведения работ по установке и снятию образцов свидетелей коррозии со срабатыванием давления до атмосферного, без остановки перекачки продукта. Минимальная длина катушки между задвижками L=1500мм. Предпочтение размещения УКК - на входе кустовых площадок.
11	При обустройстве узлов запорной арматуры максимально использовать инфраструктуру существующих узлов (подъезды, ограждения, БЭЛПы)

Ив. № подл.	Взам. инв. №
30101/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

50

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

12	Использование сетки для ограждений типа ТОПАЗ или МАХАОН - только при наличии согласования УЗБ ООО "РН-Уватнефтегаз". В общем случае - применять на УЗА секции из сетки-рабицы.
13	Предусмотреть проектом разборные ограждения задвижечных узлов.
14	В сравнении с отсыпкой линейного узла, отдавать предпочтение сооружению площадок обслуживания по предварительно согласованной с ООО "РН-Уватнефтегаз" конструкции по письму №05-исх-0339 от 19.12.16. Требования к площадкам обслуживания ЗРА и фланцевых соединений: 1) круговой доступ; 2) проход в полный рост; 3) возможность работы инструментом (комфортный доступ к резьбовым соединениям); 4) возможность демонтажа арматуры без демонтажа площадки; 5) органы управления арматурой - на уровне груди; 6) 100%-ное наличие площадок обслуживания для всей арматуры и фланцевых соединений. Исполнение запорной арматуры: нефтепроводы, нефтегазосборы, низконапорные водоводы - только фланцевые; высоконапорные водоводы - под приварку.
15	Строительные и планировочные решения площадок УЗА - в соответствии с требованиями письма 05-исх-0039 от 19.12.2016 г., на всех проектах, начиная с 2017 года.
16	На стадии ОПР согласовывать расположения всех объектов линейной части, утверждать предварительные технологические схемы
17	Резервные нитки через водные преграды не проектировать (за исключением случаев, когда это требуется нормами). Предусматривать ручную отсекающую береговую запорную арматуру на переходах через водные преграды шириной в межень более 10м и глубиной более 1,5м, в соответствии с требованиями НТД (необходимость установки электроприводной ЗРА согласовывать с Заказчиком). В случаях с электроприводной арматурой предусматривать проектом возможность обнаружения утечек и аварийное, дистанционное и местное закрытие арматуры.
18	При установке на нефтепроводах запорной арматуры предусматривать равнопроходные тройники с установкой задвижек и сферических заглушек перед водным переходом и после (для перспективного монтажа резервной нитки).
19	Исключить из РД на все проектируемые линейные объекты изготовление и монтаж ГГДМ (Геолого-гидродинамическая модель)
20	Принять необходимость размещения надземных электроизолирующих фланцев (ИФС) на территории кустов и на границах с площадочными объектами (ЦПС, УПСВ, ДНС, НПС).
21	Линейные узлы запорной арматуры - надземного исполнения. Для нефтепроводов, нефтегазосборов, низконапорных водоводов - полнопроходные фланцевые шаровые краны, для высоконапорных водоводов - клиновые задвижки под приварку.
22	Предусмотреть мероприятия по оценке коррозионной агрессивности грунта, определению источников блуждающих токов, оценке их опасности, по результатам изыскательских работ определить необходимость и метод электрохимической защиты трубопроводов с предоставлением технико-экономического обоснования.
23	Необходимость средств ЭХЗ определить на основании данных коррозионной агрессивности грунтов, фактических скоростей коррозии внутренней и наружной поверхностей сооружений с учётом проведения защитных мероприятий при обеспечении проектных сроков службы.
24	В проекте необходимо определить наиболее опасные места подверженные коррозии и точки проведения УЗТ, рассмотреть возможность в данных местах установить коверы (кессоны) либо установить датчики с выносным штекером для присоединения приборов УЗТ.
25	Способ врезки в существующие трубопроводы согласовать с Заказчиком на стадии ОПР/ПД. Учитывать в проекте перспективное подключение других трубопроводов, при строительстве применять необходимые фасонные изделия чтобы не выполнять "холодные" врезки в действующие трубопроводы. Особо касаясь трубопроводов с внутренним покрытием; для трубопроводов с горизонтальными "холодными" врезками (трубопроводы на которых прогоняют очистные устройства).
26	В точках подключений проектного трубопровода с полным покрытием к действующим трубопроводам с полным покрытием предусмотреть внутреннюю защиту стыка без мастичной втулкой.
27	При обустройстве узлов ХОЛОДНЫХ врезок в существующие подземные нефтегазопроводы без внутреннего покрытия - закладывать кессон на свайном основании (по имеющемуся конструктиву).

Ив. № подл.	30101/П
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

51

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

28	<p>1. Определить необходимость установки компенсаторов по всей протяженности проектируемого трубопровода в соответствии с расчетом.</p> <p>2. Выполнять устройства компенсаторов в зоне линейных узлов запорной арматуры.</p> <p>3. Выполнить устройство (до и после линейных узлов запорной арматуры) подземных фиксирующих охватывающих свайных опор.</p> <p>4. На узлах линейной запорной арматуры применять изолирующие подкладки для изоляции опор, либо электоро изолированные скользящие свайные опоры.</p> <p>5. Максимальное использование естественных изгибов и поворотов трассы для самокомпенсации линейных расширений.</p> <p>6. Забивка всех свай до несущего грунта (отбоя).</p>
29	<p>Полное исключение приварки опор любых типов к трубопроводу в «полевых» условиях.</p> <p>Применение неподвижных и скользящих хомутовых опор заводского изготовления.</p>
30	<p>При необходимости установки опор под задвижки, проектом предусмотреть опоры с доступом к нижней образующей и застойным зонам, для диагностики нижней части корпуса.</p>
31	<p>Объекты линейной части ТРУБОПРОВОДОВ системы ППД, а также линейных трубопроводов с разведочных скважин (независимо от типа), не подлежат автоматизации и электрификации. Контроль показаний и мониторинг работы объектов проводить визуально по манометрам, при ежедневных осмотрах оборудования площадочных объектах и периодических осмотрах линейной части.</p> <p>Объекты линейной части нефтегазопроводов подлежат частичной электрификации в соответствии с требованиями НТД РФ. Обязательной электрификации и автоматизации (с возможностью автоматического закрытия) подлежат: - узлы охранной запорной арматуры (на границах с площадочными объектами в соответствии с НТД РФ), секущие узлы на пересечениях с водными преградами в соответствии с требованиями НТД РФ.</p> <p>В качестве электроснабжения линейных узлов использовать подвесные КТПН 35/0,4 со шкафом ШБД, а при наличии напряжения 110 кВ и выше – использовать автономные энергокомплексы блочного исполнения, обеспечивающих круглогодичную работу средств автоматизации и связи объектов линейной части нефтегазопровода.</p> <p>Электроприводы – АУМА, российские и южнокорейские аналоги.</p>
32	<p>Линейные опознавательные знаки предусматривать в соответствии с требованиями действующих ЛНД Компани.</p> <p>На пересечениях с реками и автодорогами всех категорий предусмотреть защитные футляры, на концах футляра установить закрепительные знаки по одному с каждой стороны перехода.</p>
33	<p>Полное исключение бетонирования знаков обозначенности трасс.</p> <p>В конструкции знаков обозначенности трассы обеспечения их устойчивости предусматривать горизонтальную поперечную рамку прямоугольной формы, предотвращающую перекосы, погружение, падение знаков. Стойка знака выполняется из трубы б/у Ду50-Ду100 длиной 3,5 – 4,0 метра с задавливанием в грунт до упора в рамку на глубину около 2 метров.</p> <p>Указатели устанавливаются в пределах прямой видимости через 500м. и на углах поворота.</p> <p>Расстояние от оси трубопровода – не более 1 метра справа по ходу движения смеси.</p> <p>Допускается крепление знаков непосредственно к сетке ограждения.</p> <p>Содержание знака должно соответствовать требованиям НТД РФ.</p>
34	<p>Предусматривать на нефтесборах в местах выхода с куста перспективную запорную арматуру для подключения новых кустов (при необходимости, индивидуально)</p>
35	<p>Проверять заказные спецификации, на предмет соответствия типоразмеров, толщин стенок, размеров втулок.</p>
36	<p>Закладывать в проекте объем работ по подготовке трассы и сооружение вдольтрассового проезда (при указании в задании на проектирование).</p>
37	<p>На УЗА предусмотреть наличие вантузов (не используемых под образец-свидетель коррозии) до и после запорной арматуры: на водоводах высокого давления - боковые в противоположную сторону от ВЛ; на нефтепроводах, нефтегазосборах, низконапорных водоводах - вертикальные. Дренажные вентили на УЗА не предусматривать. Диаметр вантузов преимущественно - DN80 фланцевого исполнения, катушки – длиной не более 100мм. Приварка бобышек под манометрические вентили - к ответным фланцам вантузных задвижек. Обязательно применение наружной теплоизоляции УЗА.</p>
38	<p>В местах где обслуживание УЗА невозможно, установить датчики давления на источниках бесперебойного питания или солнечных батареях с выводом на АРМ</p>
39	<p>Для установки отпаечных задвижек применять тройники по диаметру соответствующие диаметру задвижки.</p>
40	<p>Задвижки на ответвлениях устанавливать непосредственно в точке врезки в основной трубопровод на минимальном расстоянии без установки опоры между тройником и задвижкой.</p>
41	<p>Проектом предусматривать испытание гидравлическим или пневматическим способом с предпочтением пневматического способа (при допущении в соответствии с НД). Закладывать сметы в объемы работ на вытеснение воды после гидравлических испытаний. Прописывать данные требования в общих данных и в томе ПОС.</p>
42	<p>Предусмотреть наличие футляров в районе кустов, с учетом существующих коммуникаций при пересечениях со съездами на линейные узлы.</p>
43	<p>Обозначить концы футляров приваркой типовых опознавательных знаков (аншлагов).</p>

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
30101/П		

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

52

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

44	Закладывать в СД и РД (общие данные) контроль искровым дефектоскопом трубопровода перед укладкой в траншею.
45	Обозначение МТР (труба, СДТ, ЗРА, емкости и т.п.) в соответствии с текущими версиями МУК ЕТТ.
46	При пересечении временных проездов с действующими трубопроводами предусматривать лежневание и дорожные плиты
47	На входе и выходе труб из земли около кустов или разведок - монтировать подземную скользящую опору около отвода 90 градусов (по имеющемуся конструктиву)
48	Минимизировать "кольцевые" участки по системе ППД (улучшить энергоэффективность): если потребители воды (разведка или куст) находятся ближе к трассе водовода, чем к кустовой площадке-источнику воды, то предусматривать оттайку не от куста, а от водовода.
49	Согласовывать с Заказчиком на стадии ПД гидравлические расчеты, диаметры, толщину стенки, класс прочности трубной продукции, материал труб (в том числе НМТ).
50	Обеспечить наличие сферических заглушек на базе ответных фланцев на всех вантузах и других тупиковых (перспективных) ответвлениях.
51	Угол загиба линейных знаков обозначенности трассы изменить с 60 на 90 градусов (для предотвращения занесения снегом), в РД указывать не менее 8 точек крепления знака к рамке болтами М6 с двумя контргайками и шайбами диаметром 16 мм.
52	Контроль сварных стыков трубопроводов I (В), II (С) категории всех диаметров выполнять в объеме 100% радиографическим методом. Контроль стыков трубопроводов III (Н) категории всех диаметров выполнять в объеме 25% радиографическим методом и 75% ультразвуком. Для дублирующего контроля применять ультразвуковой или магнитографический метод контроля.
53	Необходимость всех УЗА и протяженность проездов к ним - обосновывать в соответствии с требованиями нормативной документации и направлять на согласование заказчику вместе с ведомостью пересечений.
54	Согласовать с Укрупнённым нефтепромыслом (УНП) полноту перечня и технические решения по пересечению коммуникаций, точки подключения к действующим трубопроводам.
55	Технологические регламенты на отдельные трубопроводы не предусматривать. Вся необходимую информацию (срок службы, периодичность диагностирования и тех.освидетельствования, расчет численности обслуживающего персонала, расчет времени безопасной остановки в зимнее время, перечень работ по ТО и ТР и т.д.) - отражать в Пояснительной записке. Технологический регламент на систему НГС и ВВД разрабатывать только на завершающей стадии проектирования МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
56	В целях оптимизации заказываемых МТР, в ТЗ на ИИ прописывать применение горизонтальных углов только кратных 15 градусам: 15, 30, 45, 60, 75, 90 градусов. Максимально использовать упругий изгиб до 6 град. Отхождение от данного требования отдельно согласовывать с Заказчиком в рабочем порядке.
57	При пересечении ВЛ-110 кВ и выше проектируемым трубопроводом, предусматривать протекторную защиту на незащищенных электрохимзащитой трубопроводах.
58	Предусматривать концевые задвижки на вновь проектируемых водоводах, заходящих на действующие кусты. В противном случае отсутствует возможность подключения в существующий коллектор после завершения СМР и испытаний.
59	При пересечениях проектируемых трубопроводов с существующими коммуникациями аналогичного назначения - предусматривать синергию с существующей инфраструктурой, если её степень загрузки позволит принять новые объемы в необходимом объеме.
60	При разработке проектов руководствоваться актуальной базой данных физико-химических свойств транспортируемых сред Общества/Компании по месторождениям (по степени агрессивности), полученным от Заказчика.
61	По трубе, СДТ, ЗРА отсутствуют полные наименования МТР, достаточные для присвоения кода КСМ, а также наименования МТР в проектах должны соответствовать действующим ЕТТ ПАО «НК «Роснефть».
62	По фланцевым заглушкам и обтюраторам (по АТК_26-18-5-93, АТК_24.200.02-90) приводить требования по соответствию данных изделий ГОСТ 33259-2015, т.к. альбомы типовых конструкций (АТК) определяет только общую конструкцию изделий, но не исполнения фланцев и не предусматривают Рп 200 атм. и выше.
63	Задвижки и заглушки следует заказывать отдельно (различными позициями спецификации), т.к. объединение задвижки с поворотной заглушкой в общую позицию приносит предпосылки для сужения рынка поставщиков запорной арматуры. При этом при заказе фланцевых пар (без ЗРА) возможно их объединение с меж фланцевыми заглушками (обтюраторами) в одну позицию.
64	Учитывая наличие на фланцевой арматуре полного комплекта ответных фланцев, прокладок и крепежа, для тупиковых ответвлений (вантузные, концевые, перспективные задвижки) вместо плоских фланцевых заглушек применять эллиптические заглушки (днища) под приварку к свободному ответному фланцу. Днища под приварку, соответствующие ЛНД Компании, закладывать в заказные спецификации отдельными от ЗРА позициями.
65	Для исключения возможной вибрации (пульсации) трубопровода, максимально снижать протяженность надземной части узла подключения.
66	Применять при проектировании трубопроводов, строительных конструкций унифицированный Перечень трубы и металлопроката (в соответствии с письмами: ООО РН-УНГ - 05/01-725/1 от 02.05.2017 г., НК Роснефть-НТЦ: 16-07454 от 16.05.2017 г., 16-07757 от 22.05.2017 г.).

Инва. № подл.	Взам. инв. №
30101/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

53



Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

67	Разработать технико-экономическое обоснование по выбору трубной продукции и методов антикоррозионной защиты с учётом полной (совокупной) стоимости владения.
68	Полное изоляционное покрытие (при подтверждении ТЭО) следует предусматривать не только на ЛТ-части проектируемых нефтегазосборных трубопроводов, но и на участке от АГЗУ до границы ТХ и ЛТ- частей проектов.
69	При заходе на кустовую площадку границу стыковки трубопроводов (комплекты ЛТ и ТХ) предусматривать по обваловке куста. При этом вертикальный участок подъема трубопроводов на куст: для нефтегазосборных трубопроводов - с фланцевой парой; для высоконапорных водоводов - со сферической заглушкой (для проведения испытаний) включать в объем ЛТ. Объем ТХ - только территория кустовой площадки.
70	При необходимости установки СУДР, укомплектовывать газоанализатором, гибким металлополимерным рукавом с резбовыми наконечниками (+ 2 комплекта в ЗИП). Использовать для обогрева емкости греющий кабель с нанесенным изолирующим покрытием (исключить использование тэнов вмонтированных в расходный бак). Учесть в опросном листе. Вывести возможность управления СУДР на АРМ трубопровода. Контролируемые параметры: давление, уровень, температура, работа насоса. Регулируемые параметры: изменение объема закачки хим.реагента.
71	В проектную документацию внести информацию по комплексному опробованию по завершении строительства (реконструкции, технического перевооружения и капитального ремонта) и испытания ПТ в течении 30 суток. Заполнение ПТ транспортируемой средой и его работа после заполнения считаются комплексным опробованием ПТ.
72	В проекте предусмотреть проведение предпусковой внутритрубной инспекции (подрядными организациями) на ПТ, имеющие участки, относящиеся к особо опасным (пересечение с водными преградами, ЖД, автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями).

Начальник отдела эксплуатации трубопроводов:

Д.В. Прытков

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П			1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

**Приложение Б  
(обязательно).**

**Технические условия на проектирование объекта (на 2 листах)**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»**  
(ООО «РН-Уватнефтегаз»)

Почтовый адрес: ул. Пеняна, д. 67, г. Тюмень, Тюменская обл., 625000  
Юридический адрес: ул. Иртышская, д. 19 с. Уват, Тюменская обл., 626170  
Телефон: (3452) 38 99 99, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: m-uvatng@rosneft.ru  
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997150001

г. Тюмень

**Технические условия**

20 марта 2021 г.

**на проектирование объекта**

**«Куст скважин №10 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»**

1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №10 бис подключить в межпромысловый трубопровод от ДНС-УПСВ Урненского м/р до ЦПС Усть-Тегусского м/р (1 нитка) на крановом узле № 3а. При проектировании учесть ранее выданные технические условия на реконструкцию объекта: «Межпромысловый трубопровод от ДНС-УПСВ Урненского м/р до ЦПС Усть-Тегусского м/р (1 нитка)». Предусмотреть переключку между действующим нефтегазосборным трубопроводом и проектируемым в районе куста скважин №10 бис Усть-Тегусского месторождения согласно схеме (приложение 1).
2. Трубопровод рассчитать на рабочее давление 4 МПа.
3. Провести гидравлический расчет и определить параметры его работы для получения оптимальной скорости течения жидкости на всех участках. Результаты гидравлических расчетов НГС с учетом существующих и проектируемых объектов трубопроводного транспорта, толщину стенки трубопровода, ведомости пересечений согласовать с Заказчиком до начала основного проектирования. Участок проектируемый от переключки до КУ-3а должен обеспечить возможность транспортировки суммарного объема жидкости с КП-10 и КП-10 Бис при отключении существующего трубопровода Ду 250мм.
4. Выполнить и согласовать с Заказчиком технико-экономическое обоснование выбора трубной продукции и антикоррозионной защиты. Трубопровод запроектировать с внутренним и наружным антикоррозионным покрытием. При выполнении расчетов на прочность и устойчивость учесть срок службы объекта не менее 20 лет и принять в расчет письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» 05/01-нсх-0825 от 08.07.2019 г.
5. Определить необходимость установки компенсаторов по всей протяженности проектируемого трубопровода в соответствии с расчетом. Расчет трубопровода выполнить на температуру перекачиваемого продукта +80 °С на выходе с кустовой площадки.
6. Предусмотреть подключения к действующим трубопроводам с учетом соединительных деталей, подключение проектируемого трубопровода к действующим трубопроводам выполнять силами организации, строящей трубопровод совместно с участком эксплуатации трубопроводов, с остановкой действующего трубопровода.
7. Предусмотреть наличие вантузных задвижек до и после секущих задвижек на крановых узлах трубопровода, способ присоединения арматуры фланцевый.
8. В части основных технико-экономических характеристик, показателей и технологических решений проектируемого и существующего объектов, необходимо руководствоваться соответствующими пунктами утвержденных технических требований на проектирование и утвержденного задания на проектирование. Все специфические решения по подключению к существующим трубопроводным коммуникациям, не учтенные настоящими ТУ, официально согласовывать с Заказчиком.
9. Владелец существующих и проектируемых коммуникаций – ООО «РН-Уватнефтегаз».

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П				
	Взам. инв. №				
Подп. и дата					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02					
					Лист
					55

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласению между Разработчиком и Заказчиком

10. Срок действия технических условий - 2 года.

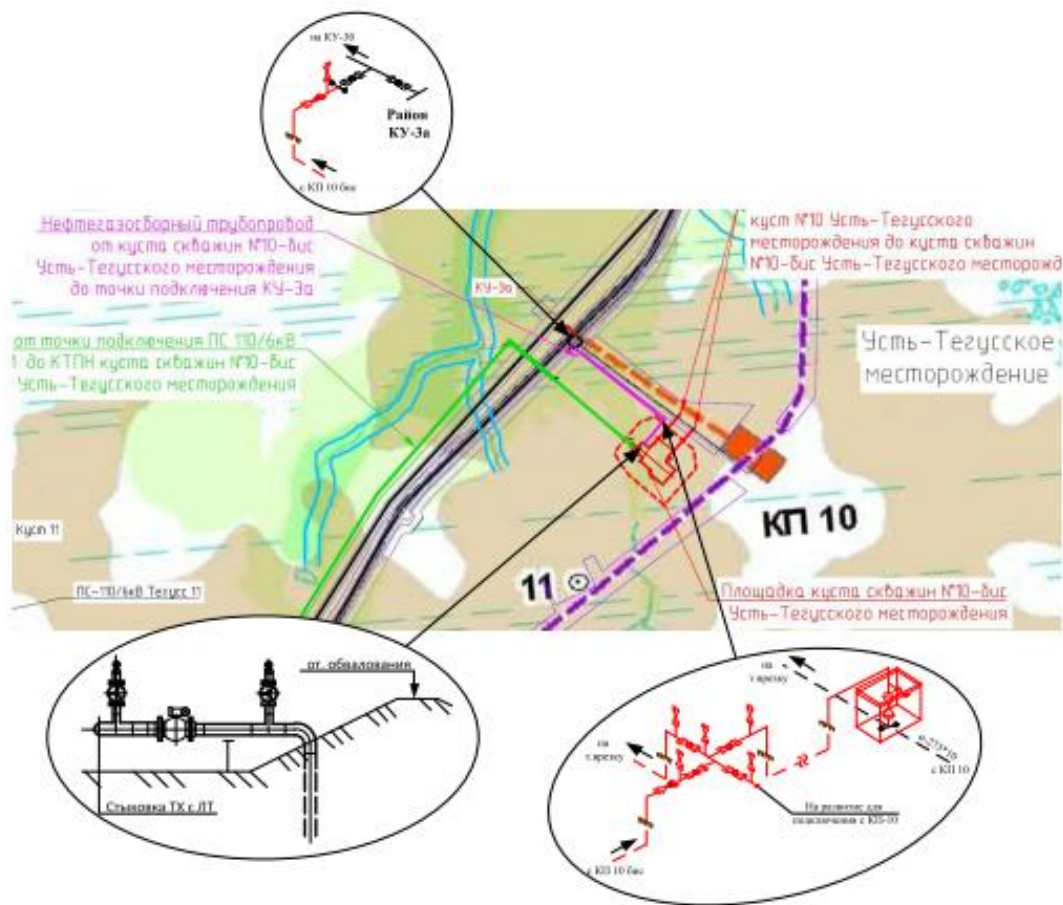
Начальник отдела эксплуатации трубопроводов

*[Signature]* Д.В. Прытков

Начальник УЭТ/ЛА УНП-1

*[Signature]* О.С. Игнатов

Приложение 1



Инв. № подл.	30101/П				
	1	-	Зам.	13609-21	18.10.21
Подп. и дата					
Взам. инв. №					
1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
					Лист
					56

**Приложение В  
(обязательно).**

**Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 22.07.2021г. №05/01-ИСХ-1450 (на 1 листе)**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»**  
(ООО «РН-Уватнефтегаз»)

Почтовый адрес: ул. Ленина, д. 67, г. Тюмень, Тюменская обл., 625000  
Юридический адрес: ул. Иртышская, д. 19, с. Уват, Тюменская обл., 626170  
Телефон: (3452) 38 99 99, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: rn-uvatng@uvng.rosneft.ru  
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997250001

от 22.07.2021 № 05/01-ИСХ-1450



Руководителю проектного офиса №4

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

С.Н. Прусаченко

*Касательно проектирования по ш.1238Д.*

**Уважаемый Сергей Николаевич!**

В ответ на письмо №16-11874 от 08.07.2021 по результатам рассмотрения службами Общества сообщая о согласовании гидравлического расчета и определенных диаметров нефтегазосборных трубопроводов DN150, DN250 по объекту «Куст скважин № 10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство».

Ремонтное хозяйство расположено на БПО Усть-Тегусского месторождения.

С уважением,  
Начальник управления  
по проектно-изыскательским  
работам

ПОДПИСАНО ПРОСТОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ  
ПОДПИСЬЮ  
22.07.2021 19:32:13  
Орлов Юрий Павлович за Мокрый Василий Иванович  
Заместитель начальника управления - начальник отдела  
ООО "РН-Уватнефтегаз"  
Сертификат №  
289A7FDB8300AC66BBF2D25C0978E6D41767F31C  
Действителен с 26.10.2020 по 26.10.2022

В.И. Мокрый

Исп. Литвинов Артем Олегович  
8(3452)389-999, доб. 1645  
[aolitvinov@uvng.rosneft.ru](mailto:aolitvinov@uvng.rosneft.ru)

Инва. № подл.	30101/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

57

**Приложение Г  
(обязательное).**

**Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 03.08.2021г. №05/01-ИСХ-1512 (на 2  
листах)**



**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «РН-УВАТНЕФТЕГАЗ»  
(ООО «РН-Уватнефтегаз»)**

Почтовый адрес: ул. Ленина, д. 67, г. Тюмень, Тюменская обл., 625000  
Юридический адрес: ул. Иртышская, д. 19, с. Уват, Тюменская обл., 626170  
Телефон: (3452) 38 99 99, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: rn-uvatng@uvng.rosneft.ru  
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997250001

от 03.08.2021 № 05/01-ИСХ-1512



на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

**Руководителю проектного офиса №4  
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»**

**С.Н. Прусаченко**

*Касательно проектирования об.1238Д*

**Уважаемый Сергей Николаевич!**

В ответ на письмо №16-13326 от 30.07.2021 (Приложение 1) сообщаю, что по результатам рассмотрения расчетов толщин стенок нефтегазосборных трубопроводов DN150 и DN250 по объекту 1750620/1238Д «Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство» службой эксплуатации согласована толщина стенки 8мм при условии применения внутреннего антикоррозионного покрытия.

Местоположение ремонтного хозяйства для обслуживания проектируемого трубопровода - площадка АВР УЭТИА Усть-Тегусского месторождения.

Обращаю внимание, что вышеуказанные технические решения согласованы на основании предварительных материалов и могут быть уточнены на этапе выполнения ПИР и проведения внутренней экспертизы ПСД.

Также сообщаю, что для согласования расширения модификационных (модельных и рекомендуемых) рядов, в соответствии с порядком взаимодействия (Приложение 2), необходимо направить в адрес ООО "РН-Уватнефтегаз" проекты заявок и протокола НТС.

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21		

**Приложение:**

1. Письмо №16-13326 от 30.07.2021;
2. Порядок взаимодействия при оформлении заявки на расширение ММР/РМР и ее согласовании - на 12л. в 1 экз.

С уважением,  
**Начальник управления по  
 проектно-изыскательским  
 работам**

ПОДПИСАНО ПРОСТОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ  
 ПОДПИСЬЮ  
 03.08.2021 09:36:48  
 Орлов Юрий Павлович за Мокрый Василий Иванович  
 Заместитель начальника управления - начальник отдела  
 ООО "РН-Уватнефтегаз"  
 Сертификат №  
 289A7FDB8300AC66BBF2D25C0978E6D41767F31C  
 Действителен с 26.10.2020 по 26.10.2022

**В.И. Мокрый**

Исп. Шарфутдинова Эльвира Раилевна  
 8(3452)389-999, доб. 2446  
[ersharafutdinova@uvng.rosneft.ru](mailto:ersharafutdinova@uvng.rosneft.ru)

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
30101/П								59
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

**Приложение Д  
(обязательно).  
Профиль добычи КП-10 бис (на 1 листе)**

плотность нефти, т/м3	0.882
объемный коэф.нефти, д.ед.	1.075
плтность воды, т/м3	1.009
объемный коэф.воды, д.ед.	1

**ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ\***

**Профиль добычи  
Усть-Тегусского месторождения КП №10 УБ**


	Ед. изм	ВСЕГО	с н.р.	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Добыча нефти	тыс. тонн	508.788		24.482	103.426	85.919	64.543	49.181	36.747
Добыча жидкости	тыс. тонн	6 879.722		47.220	234.190	215.361	203.649	203.649	204.207
Добыча воды для системы ППД	тыс. м3	3 318.968				129.442	139.106	154.468	167.460
Закачка	тыс.м3	4 011.399				264.101	242.181	235.231	230.189
Обводнение	%	93%		48%	56%	60%	68%	76%	82%
Ср. дебит нефти	т/сут	6		39	32	28	23	17	13
Пусковой дебит новой скважины	т/сут	45		45					
Ср. дебит жидкости	т/сут	87		76	73	71	72	72	72
Ср. приемистость	м3/сут	643				1728	677	658	644
Компенсация текущая	%					105	105	105	105
Компенсация накопленная	%					45	62	71	77
Ввод скважин (Доб+Наг)	штук	9		9					
нефтяные из бурения	скв.	8		8					
газовые из бурения	скв.								
нагнетательные из бурения	скв.	1		1					
с отработкой	скв.	1		1					
без отработки	скв.								
из разведочного бурения	скв.								
водозаборные из бурения	скв.								
прочие из бурения	скв.								
ПВЛГ	скв.								
Перевод скв. в ППД	штук	1				1			
Действующий фонд добывающих скважин на к.г.	скв.			9	9	8	8	8	8
Действующий фонд нагнетательных скважин на к.г.	скв.					1	1	1	1
Число дней работы добывающих скважин	дней	79110		620	3 212	3 050	2 847	2 847	2 855
Число дней работы нагнетательных скважин	дней	6238				153	358	358	358
КИН	ед.								
Темп отбора от НИЗ	%								
Темп падения нефти	%								

**СОГЛАСОВАНО:**

Заместитель генерального директора  
Главный геолог ООО "РН Уватнефтегаз"

  
\_\_\_\_\_ **А.С. Грищенко**  
" " 20\_\_ года

Начальник управления геологического  
сопровождения бурения скважин

  
\_\_\_\_\_ **В.Р.Харисов**  
" " 20\_\_ года

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	30101/П
Взам. инв. №	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	13609-21	18.10.21	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

## ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	1-61	-	-	61	13609-21		18.10.21

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
30101/П		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	13609-21		18.10.21

1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02

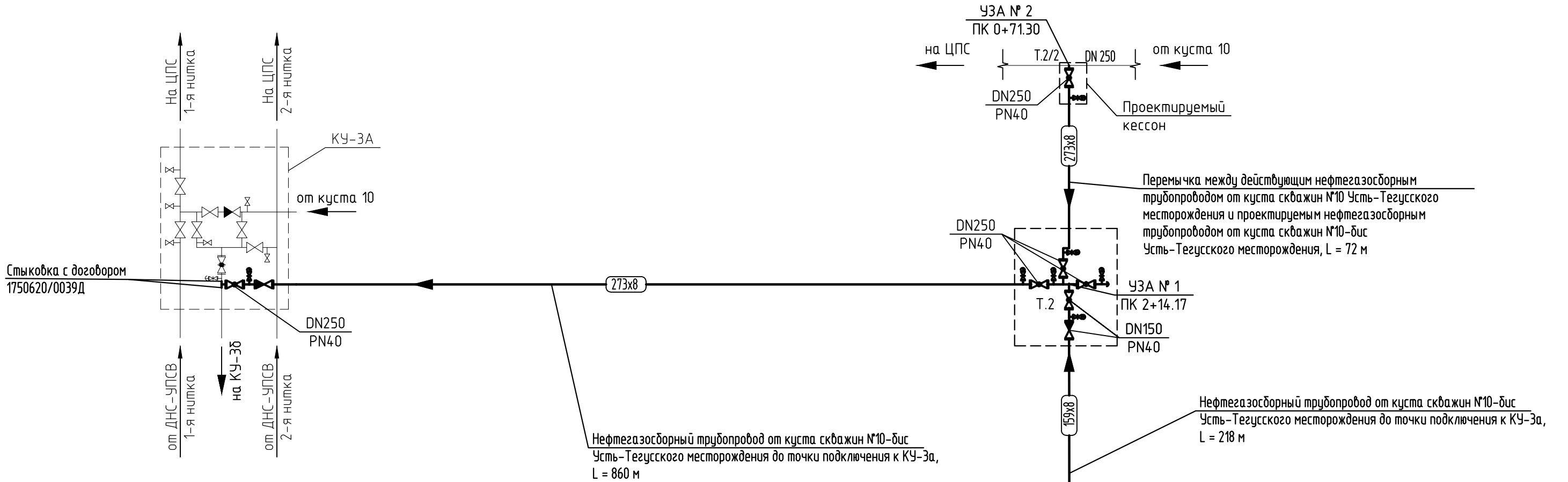
Лист

61



# Технологическая схема

Документ разработан ООО "НК "Роснефть" -НТЦ".  
Информация, содержащаяся в документе, может  
быть раскрыта или передана третьим лицам только  
по согласованию между Разработчиком и Заказчиком



### Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтегазосборный трубопровод
	Нефтегазосборный трубопровод, запроектированный в договоре 1750620/0039Д
	Проектируемый кран шаровой с фланцевым присоединением с ручным управлением
	Кран шаровой с фланцевым присоединением с ручным управлением, запроектированный в договоре 1750620/0039Д
	Проектируемый обратный клапан с фланцевым присоединением DN150, DN250, PN40
	Вантуз (задвижка клиновья DN 80, PN40 с фланцевым присоединением с ручным управлением)
	Вантуз (задвижка клиновья DN 80, PN40 с фланцевым присоединением с ручным управлением), запроектированный в договоре 1750620/0039Д
	Направление потока
	Граница проектируемой кустовой площадки
	Граница узла

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.  
30101/П

1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001								
1	-	Зам.	13609-21	18.10.21	Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство			
Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата		
Разраб.	Дмитрива				18.10.21	Технологические решения. Промысловые трубопроводы		
Зав.гр.	Кузенкова				18.10.21			
Гл. спец.	Смычкова				18.10.21	Технологическая схема		
Нач. отд.	Трифонов				18.10.21			
Н. контр.	Кравец				18.10.21			
ГИП	Кравец				18.10.21			
						Стадия	Лист	Листов
						П	1	5
						ООО "НК "Роснефть" -НТЦ"		











Разрешение	Обозначение	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02
13609-21	Наименование объекта строительства	КУСТ СКВАЖИН №10-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
------	------	----------------------	-----	------------

1		Обложку и титульный лист заменить. Внесена информация об изменении  <b>1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02-С</b>	3.2	Изменения внесены на основании ЛКП.
	1	Лист заменить. Внесена информация об изменении.  <b>1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02</b>		
	1-61	Листы заменить. Внесены изменения на листах:  30 Лист заменить. В таблице 13.15 откорректировано потребное количество арматуры.  56 Лист заменить. Актуализирована схема к ТУ.  61 Лист заменить. Внесена информация в таблицу регистрации изменений.		
	1-5	<b>Графическая часть</b> <b>С 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001 по 1750620/1238Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-005</b> Листы заменить. Внесены изменения на листах:  1 Лист заменить. Откорректирована схема.  2 Лист заменить. Добавлена опора на узле 1. Откорректирован узел 2 в соответствии с ТУ. Исключен отвод 90 гр. на узле 4. На план нанесен проектный ВВД по дог. 1750618/1629Д003  5 Лист заменить. На профиль нанесен проектный ВВД по дог. 1750618/1629Д003, актуализирована прокладка трубопровода.		

Согласовано	18.10.21	
	Кудря	
	Н.контр	

Изм. внес	Дмитрива		18.10.21	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ИНН 2310095895 Управление технологического проектирования Отдел линейных трубопроводов	Лист	Листов
Составил	Трифонов		18.10.21		1	2
ГИП	Кравец		18.10.21			
Утв.	Игнатенко		18.10.21			

Разрешение		Обозначение	1750620/1238Д-П-012.052.000-ИОС7-02		
13609-21		Наименование объекта строительства	КУСТ СКВАЖИН №10-БИС УСТЬ-ТЕГУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО		
Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание	
	1	1750620/1238Д-П-012.052.000-АТЛ-01-Ч-001 Лист заменить. Откорректирована схема автоматизации.			
				Лист	2