



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 №9-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

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Том 5.7.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	6973-21		31.05.21



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 №9-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

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Том 5.7.2

Инд. № подл. 28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №
-------------------------	--------------	--------------

Главный инженер

А.А. Попов

Главный инженер проекта

А.П. Щетинкин

Начальник ОЛТ

А.В. Трифонов

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	6973-21		31.05.21

2021

СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание (страница)
1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02-С	Содержание тома 5.7.2	2 Изм.1
1750621/0085Д-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	
Технологические решения. Промысловые трубопроводы		
1	1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001	Технологическая схема 56 Изм.1
2	1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-002	План трубопровода от ПК0+8.90 до ПК5+15.19. Узлы 57 Изм.1
3	1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-003	Продольный профиль трубопровода от ПК0+8.90 до ПК5+15.19 58 Изм.1
4	1750621/0085Д-П-012.052.000-АТЛ-01-Ч-001	Схема автоматизации 59 Изм.1

Изм. № подл.	Изм. инв. №	Подп. и дата	Взам. инв. №
28616/П			
Разраб.	Осипова		31.05.21
Н. контр.	Кудря		31.05.21
ГИП	Щетинкин		31.05.21
1	-	Зам.	6973-21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.
			Подп.
			Дата
1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02-С			
Содержание тома 5.7.2			Стадия
			Лист
			Листов
			П
			1
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»			

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

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	9
4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивность по отношению к материалам изделий и конструкции подземной части	10
5	Категория и класс промысловых трубопроводов	11
6	Сведения о проектной мощности (пропускной способности) промысловых трубопроводов	12
7	Показатели и характеристики проектируемого оборудования и устройств линейного объекта	13
8	Перечень мероприятий по энергосбережению	14
9	Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства линейного объекта	15
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 при эксплуатации линейного объекта капитального строительства	16
11	Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы линейного объекта	17
11.1	Общие положения	17
11.2	Объем автоматизации	17
11.3	Средства измерений	17
11.4	Метрологическое обеспечение	18
11.5	Размещение и монтаж средств измерений	19
12	Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность	20
13	Технологические и конструктивные решения линейного объекта	21
13.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	21
13.2	Сведения о проектной пропускной способности трубопроводов по перемещению продукта	21
13.3	Характеристика параметров трубопроводов	21
13.4	Обоснование диаметра трубопроводов	23

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.
28616/П

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.	Осипова				31.05.21
Глав. спец.	Смычкова				31.05.21
Нач.отдела	Трифонов				31.05.21
Н. контр.	Кудря				31.05.21
ГИП	Щетинкин				31.05.21

1750621/0085Д-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

Стадия	Лист	Листов
П	1	53
ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»		

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

13.26	Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопроводов, по нагрузке и другим параметрам	36
13.27	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопроводов	37
13.28	Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)	38
13.29	Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках	39
13.30	Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопроводов с применением утяжелителей	40
14	Ссылочные нормативные документы	42
	Список исполнителей	45
	Приложение А (обязательно). Технические требования Заказчика (на 5 листах)	46
	Приложение Б (обязательно). Технические условия на проектирование объекта (на 2 листах)	51
	Приложение В (рекомендуемое). Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 05.03.2021г. №05/01-исх-0390 (на 2 листах)	53
	Таблица регистрации изменений	55

Инв. № подл. 28616/П	Подп. и дата		Взам. инв. №		Лист 3
1	-	Зам.	6973-21	31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	

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 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИГДИ-01, инженерно-геологическим изысканиям 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИГИ-01, инженерно-гидрометеорологическим изысканиям 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИГМИ-01, инженерно-экологическим изысканиям 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИЭИ-01 выполненных февраль-марте 2021 года ПАО «Гипротюменнефтегаз».

В административном отношении район работ расположен в восточной части Уватского района Тюменской области, на территории Усть-Тегусского нефтяного месторождения, на землях лесного фонда Уватского лесничества департамента лесного комплекса Тюменской области.

Географически район изысканий расположен в центральной части Западно-Сибирской равнины на левом берегу реки Демьянки. Ближайшим населенным пунктом являются: д. Тайлаково (в 61,0 км на север от района производства работ), д. Нефедова (75,1 км на северо-запад). Административный центр – г. Уват расположен в 283,4 км западнее участка изысканий.

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

Среднегодовая температура воздуха минус 0,2°С, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января минус 18,9°С, а самого жаркого - июля плюс 18,0°С. Абсолютный минимум – минус 51°С, а абсолютный максимум плюс 37°С. Температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 составляет минус 40°С, обеспеченностью 0,98 – минус 43°С.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 0,98 обеспеченности минус 43 °С; 0,92 обеспеченности - минус 40 °С. Температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 обеспеченности минус 46 °С; 0,92 обеспеченности - минус 44 °С. Температура воздуха 0,94 обеспеченности – минус 26 °С. Средняя суточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 9,1 °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 396 мм, за холодный период с ноября по март выпадает 145 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха.

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. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П								4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21			

Максимальная высота снежного покрова на открытом участке 91 см.

Снежный покров образуется в среднем 26.X, дата схода 10.V. Сохраняется снежный покров 189 дней.

Распределение ветра по территории района зависит в основном от циркуляционных факторов. В течение года преобладают ветры южного направления. В декабре-феврале – южного, а в июне-августе – северного направления.

Средняя годовая скорость ветра достигает 1,6 м/сек, слабые ветры отмечаются в декабре-январе – 1,4 м/сек.

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. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П			1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ОСОБЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗЕМЕЛЬНОГО УЧАСТКА

Территория строительства относится к IV району.

Из современных инженерно-геологических процессов на исследуемой территории развиты как экзогенные, так и эндогенные процессы.

Среди экзогенных процессов широко развиты процессы сезонного промерзания-оттаивания, морозного пучения грунтов, а также процессы подтопления и заболачивания территории.

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

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

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

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

Значительное распространение на территории изысканий получили процессы и явления, обусловленные действием подземных вод, главным образом – подтопление подземными водами, смывающая деятельность талых вод и суффозия. Активизация процессов происходит при значительных антропогенных нагрузках, особенно в пределах долгосрочно эксплуатируемых месторождений нефти.

Развитие процесса подтопления в пределах исследуемой территории вызовет переувлажнение грунтов, а вместе с ним изменение прочностных и деформационных свойств грунтов, и как следствие, деформации фундаментов и наземных конструкций зданий и сооружений. К негативным последствиям подтопления также относится изменение химического состава, агрессивности и коррозионной активности грунтов и подземных вод, а также возникновение и активизация других опасных геологических процессов.

В сейсмическом отношении район работ безопасный. По шкале MSK-64 расчетная интенсивность сейсмических сотрясений составляет 5 и менее 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.	Взам. инв. №		Подп. и дата			28616/П	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
	1	-	Зам.	6973-21	31.05.21			6
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 70 Насыпной слой: песок мелкий влажный средней плотности;
- ИГЭ 71 Насыпной слой: суглинок легкий пылеватый тугопластичный;
- ИГЭ 91 Торф погребенный маловлажный среднеразложившийся нормальнозольный $\geq 0,15$ кгс/ см², тип Ia;
- ИГЭ 93 Торф среднеразложившийся нормальнозольный очень влажный II типа $0,05 \leq t < 0,10$;
- ИГЭ 205 Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества;
- ИГЭ 206 Суглинок легкий песчанистый текучий с примесью органического вещества;
- ИГЭ 307 Супесь пылеватая пластичная.

Пучинистые свойства глинистых грунтов определены по лабораторным данным и отображены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Степень пучинистости грунтов

ИГЭ	Наименование грунта	Степень пучинистости, ε_{fh} %	Классификация
70	Насыпной слой: песок мелкий влажный средней плотности	2,0	Слабопучинистый
71	Насыпной слой: суглинок легкий пылеватый тугопластичный	4,3	Среднепучинистый
93	Торф среднеразложившийся нормальнозольный очень влажный	11,5	Сильнопучинистый
91	Торф погребенный маловлажный среднеразложившийся нормальнозольный $\geq 0,15$ кгс/ см ² , тип Ia	10,9	Сильнопучинистый
205	Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества	10,5	Сильнопучинистый
206	Суглинок легкий песчанистый текучий с примесью органического вещества	10,9	Сильнопучинистый

Нормативная глубина сезонного промерзания грунта составляет для торфов – 0,80 м, для суглинков и глин – 1,90 м, для песков мелких и супесей – 2,31 м.

Инв. № подл.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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

Появившийся уровень подземных вод зафиксирован на глубине 0,0-3,9 м.

Установившейся уровень подземных вод зафиксирован на глубине 0,0-3,7 м.

Характеризуется непостоянством и зависит от климатического фактора. Питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и подтока напорных вод из нижележащих горизонтов и питания поверхностных водотоков.

По химическому составу подземная вода гидрокарбонатная магниево-натриево-кальциевая, гидрокарбонатная магниево-натриевая.

По минерализации – воды пресные.

По показателю pH – реакция вод нейтральная.

По общей жесткости - воды мягкие.

Степень агрессивного воздействия воды на бетон марки по водонепроницаемости W4 – слабоагрессивная по содержанию агрессивной углекислоты, бикарбонатной щелочности и водородному показателю. К бетонам марки по водонепроницаемости W6-W12 неагрессивная по всем показателям.

Степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред, содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W8 неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия жидких сульфатных сред для бетонов марок по водонепроницаемости W10-W20 неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия воды на арматуру железобетонных конструкций из бетона марки водонепроницаемости не менее W6 при постоянном погружении и периодическом смачивании – неагрессивная.

Степень агрессивного воздействия грунтовой воды на металлические конструкции среднеагрессивная.

Степень агрессивного воздействия грунтов на конструкции из углеродистой стали ниже уровня грунтовых вод – слабоагрессивная.

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. 28616/П	Подп. и дата		Взам. инв. №			
1	-	Зам.	6973-21	31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

5 КАТЕГОРИЯ И КЛАСС ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

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) транспортируемый продукт относится к категории 7.

Исходя из назначения и параметров, в соответствии с действующим нормативным документом Российской Федерации ГОСТ Р 55990-2014 нефтегазосборный трубопровод о куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения (далее по тексту – нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис) относится к промышленным трубопроводам III класса, категории Н.

В связи с прохождением по болотам II 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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П						9		
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

6 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ) ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис предназначен для транспорта нефтегазовой смеси от площадки куста №9-бис до точки подключения в нефтегазопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения.

Максимальный объем перекачиваемой жидкости – 86.48 тыс.т/год.

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. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П			1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

7 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Состав проектируемых сооружений трубопроводов приведен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Перечень проектируемых сооружений

Наименование объектов	Характеристика	Количество
Нефтегазосборный трубопровод о куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения	DN150, PN40	0,515 км

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 согласию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
28616/П							1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	11
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21			
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 трубопроводов предусмотрены маты прошивные из минеральной ваты с покровным слоем из стали тонколистовой оцинкованной по ГОСТ 14918-80. 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. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П			1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
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 ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Потребность в основных строительных машинах и механизмах, необходимых при строительно-монтажных работах, определена исходя из состава бригад и технологической схемы строительства по видам работ, с учетом условий строительства и представлена в томе 1750621/0085Д-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. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П								13
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21			
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 ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА КАПИТАЛЬНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА

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 1750621/0085Д-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 согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П								14
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21			
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 ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

11.1 Общие положения

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

Объектом автоматизации является нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения.

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 нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения предусматривается контроль давления по месту до и после ручной арматуры. Схема автоматизации представлена на чертеже 1750621/0085Д-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» при размещении на открытом воздухе, а также 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.

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	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист	
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		15	
Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
28616/П								

11.4 Метрологическое обеспечение

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 измерений, 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):

- действующий сертификат (или декларацию) соответствия техническому регламенту 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.

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;
- методики выполнения измерений, разработанные и утвержденные в установленном порядке;
- описание методик первичной и периодической калибровки;

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.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
				1	-	Зам.		6973-21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- 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.

11.5 Размещение и монтаж средств измерений

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

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. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П								17
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21			
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 промышленного трубопровода 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, располагается в районе ЦПС Усть-Тегусского месторождения.

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.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №	
1	-	Зам.	6973-21	31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.
1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02				Лист
				18

13 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

13.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Нефтегазоводяная смесь от куста скважин №9-бис транспортируется по проектируемому нефтегазосборному трубопроводу до точки врезки в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 Усть-Тегусского месторождения.

Подключение в действующий трубопровод выполняется прямой врезкой без остановки перекачки в соответствии с техническими условиями (Приложение Б).

Схема трубопроводов дана на чертеже 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001.

13.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопроводов по перемещению продукта

Объемы добываемой продукции представлены в таблице 13.1.

Таблица 13.1 – Объемы добываемой продукции

Номер куста	Наименование	2024 (максимальная добыча куста №9-бис)
Куст №5 Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	74.92
	Добыча жидкости, тыс.т/год	2188.02
	Газовый фактор, м ³ /м ³	49.04
Куст №5-бис Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	68.28
	Добыча жидкости, тыс.т/год	554.30
	Газовый фактор, м ³ /м ³	23.95
Куст №7 Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	167.79
	Добыча жидкости, тыс.т/год	4173.16
	Газовый фактор, м ³ /м ³	29.01
Куст №9 Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	140.95
	Добыча жидкости, тыс.т/год	2463.46
	Газовый фактор, м ³ /м ³	23.88
Куст №9-бис Усть-Тегусского м/р	Добыча нефти, тыс.т/год	39.73
	Добыча жидкости, тыс.т/год	86.48
	Газовый фактор, м ³ /м ³	24.58

13.3 Характеристика параметров трубопроводов

Исходные данные, положенные в основу расчета промышленного трубопровода представлены в таблицах 13.2 - 13.5.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
28616/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		19

Таблица 13.2 – Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Плотность нефти при 20 °С		кг/м ³	842
Вязкость кинематическая при 20 °С		10 ⁻⁶ м ² /с	27,87
Вязкость кинематическая при 50 °С		10 ⁻⁶ м ² /с	9,58
Массовое содержание	Серы	% (масс.)	1,23
	Смол силикагелевых	% (масс.)	9,2
	Асфальтенов	% (масс.)	10,5
	Парафинов	% (масс.)	4,18
Температура застывания		°С	-8,8
Температура плавления парафина		°С	59,0
Температура начала кипения		°С	68,4
Объемный выход фракций	н.к. - 100 °С	% (об.)	1,8
	до 150 °С	% (об.)	7,7
	до 200 °С	% (об.)	14
	до 260 °С	% (об.)	22,5
	до 300 °С	% (об.)	31

Таблица 13.3 – 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 ₂ S	-
Углекислый газ	CO ₂	0,48
Азот	N ₂	3,06
Метан	CH ₄	82,7
Этан	C ₂ H ₆	-
Пропан	C ₃ H ₈	-
и-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	-
н-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	-
и-Пентан	i-C ₅ H ₁₂	-
н-Пентан	n-C ₅ H ₁₂	-
Остаток (C ₆ +высшие)	-	-

Таблица 13.4 – Физико-химические свойства и ионный состав пластовой воды

Наименование параметра		Ед. измерения	Значение
Плотность при 20°С		кг/м ³	1014
Минерализация		мг/л	20173
рН			6,8
Содержание ионов	Cl ⁻	мг/л	11786
	SO ₄ ²⁻	мг/л	33,9
	HCO ₃ ⁻	мг/л	1085
	Ca ²⁺	мг/л	544
	Mg ²⁺	мг/л	113
	Na ⁺ + K ⁺	мг/л	7304

Инв. № подл.	28616/П	Взам. инв. №	Подп. и дата		
				Изм.	Кол.уч.

1	-	Зам.	6973-21	31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата

Таблица 13.5 – Исходные данные для гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
Протяженность трассы: - К9-бис – УПЗ-66	м	515
Количество рабочих дней в году	дней	365
Температура жидкости на выходе из КЗ бис	°С	80,0
Давление в начале участка на выходе из КЗ бис, не более	МПа	3,6
Давление на входе ЦПС Усть-Тегусского м/р	МПа	0,6
Максимальное рабочее давление	МПа	4,0
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 №9-бис, с учетом добычи кустов скважин №№5, 5-бис, 7, 9 Усть-Тегусского месторождения и с учетом существующих подключений кустов Усть-Тегусского месторождения.

Результаты гидравлического расчета трубопровода представлены в таблице 13.6.

Таблица 13.6 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода от куста №9-бис Усть-Тегусского месторождения 2024 год (максимальная добыча)

Участок	d, мм	Q _ж , м ³ /сут.	P _н , МПа	P _к , МПа	t _н , °С	t _к , °С	V, м/с
К7_УТ - УПЗ-67	325	11274.7	2.17	1.79	60.00	56.40	1.92
К9_УТ - УПЗ-67	426	6672.0	1.80	1.79	60.00	58.50	0.92
К9бис_УТ - УЗП-66	159	247.8	1.80	1.79	80.00	60.30	0.28
УПЗ-67 - УПЗ-70 (1 нит)	325	5905.6	1.79	1.65	57.21	50.67	1.01
УПЗ-67 - УПЗ-70 (2 нит)	426	12288.9	1.79	1.66	57.21	53.01	1.19
К5_УТ - УПЗ-10	219	2860.3	1.74	1.66	60.00	58.23	1.19
К5_УТ - УПЗ-10 (луп)	219	3046.0	1.74	1.65	60.00	56.85	1.22
К5бис_УТ - УПЗ-10/70	159	1515.6	1.69	1.66	80.00	78.46	1.79
УПЗ-10 - УПЗ-9	325	7488.6	1.66	1.56	61.49	60.29	1.98
УПЗ-70 - УПЗ-72	426	18127.9	1.66	1.54	52.25	51.10	2.59
УПЗ-72 – ЦПС (с учетом существующих подключений)	426	14349.2	1.54	0.6	51.10	42.48	2.56

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

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
		1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02
28616/П								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

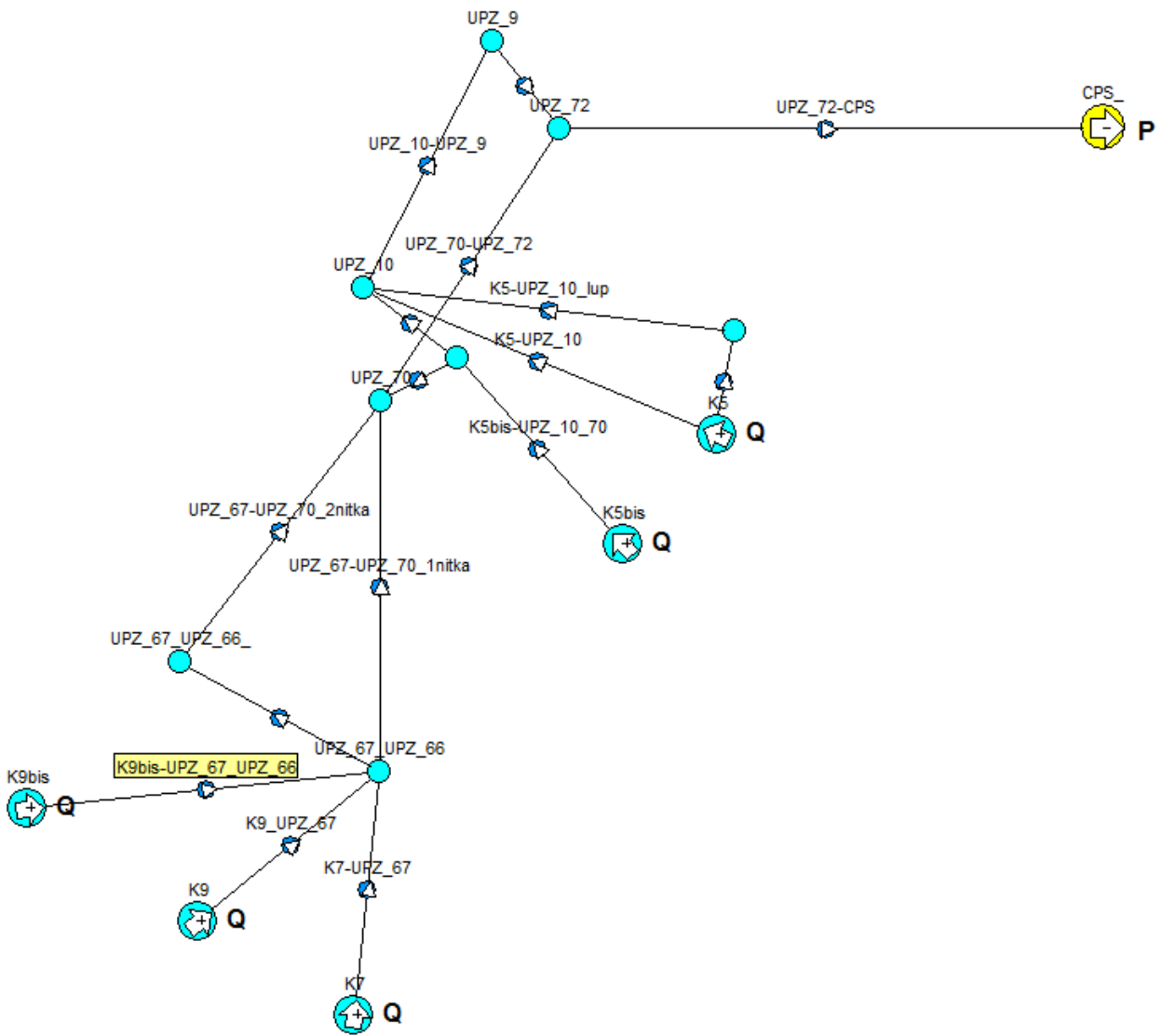


Рисунок 1 – Расчетная схема нефтегазосборного трубопровода

Анализ гидравлического расчета показал, что для транспорта заданного количества продукции от куста скважин №9-бис требуется трубопровод диаметра DN150.

13.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении

Рабочее давление нефтегазосборного трубопровода, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации, составляет 1,79 МПа – 1,80 МПа. Максимально допустимое рабочее давление 4,0 МПа.

Инва. № подл.	Взам. инв. №
28616/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист
22

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 промышленных и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» и сортамента труб, выпускаемых отечественной промышленностью.

Выбор деталей трубопроводов 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 13.7.

Таблица 13.7 - Технические характеристики прямошовных труб

Класс прочности	σ вр., МПа	σ тек., МПа	Минимально допустимые значения ударной вязкости КСУ-60°С. Дж/см ² (кгс*м/см ²)	
			основной металл	сварные соединения
К48	460	360	45,0	45,0

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 трубопроводов выполняются из сталей, аналогичных материалу труб и проходят испытание на минимальную ударную вязкость КСУ-60°С, которая составляет не менее 45 Дж/см² (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 13.8 - 13.9.

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.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П							23

Таблица 13.8 – Результаты расчета толщины стенки труб

Диаметр трубы, мм	Категория участка трубопровода	Максимальное давление, Р, МПа	Коэффициент надежности				Коэффициент условий работы, γ_{dy}	Толщина стенки, мм		
			по материалу (предел прочности), γ_{mu}	по материалу (предел текучести), γ_{my}	по ветственности, γ_n	по нагрузке, γ_{fp}		Расчетная	Критическая (отбраковочная)	Принятая
159	С	4,0	1,47	1,15	1,10	1,15	0,767	1,68	2,50	6,0

Таблица 13.9 - Потребное количество труб

Наименование	Количество	Масса ед.	Примечание
Труба 159х6	520 м	22,64 кг/м	

При выборе толщины стенки труб был учтен расчет балластировки трубопровода (расчет описан в разделе 13.30).

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».

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 трубопроводов, согласно ГОСТ Р 55990-2014 и Техническим условиям Заказчика (Приложение Б) запорная арматура предусмотрена:

- при подключении нефтегазосборного трубопровода на кусте скважин №9-бис;
- в точке подключения нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9-бис к УПЗ-66.

13.9 Сведения о резервной пропускной способности трубопроводов и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них

Необходимость в резервном трубопроводе и резервном оборудовании отсутствует.

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.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П							24

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

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 предусмотрена задвижки DN80 с заглушкой для подвода газа или пара, предназначенная 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 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001.

Потребное количество арматуры, приведено в таблице 13.10.

Таблица 13.10 – Потребное количество арматуры

Номер объекта	Тип арматуры	Количество, шт.
Узел на ПК0	Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	2
УЗА №1 ПК5+15,19	Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый	2
	Обратный клапан DN150, PN40, фланцевый	1
	Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая	2

13.11 Описание системы диагностики состояния трубопроводов

Сроки проведения технического диагностирования трубопровода устанавливаются эксплуатирующей организацией в зависимости от скорости коррозионно-эрозионных 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:

- 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;

Изм. № подл.	28616/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		25

Мероприятия по охране атмосферного воздуха при эксплуатации проектируемого трубопровода, мероприятия, технические решения, обеспечивающие рациональное использование и охрану водных объектов представлены в томе 8.1.1 1750621/0085Д-П-012.052.000-ООС1-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Охрана окружающей среды».

13.16 Оценка возможных аварийных ситуаций

Оценка возможных аварийных ситуаций приведена в томе 12.1 1750621/0085Д-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» данной проектной документации.

13.17 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.

Ближайшие населенные пункты – д. Тайлаково, расположена в 61 км к северу от участка нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9-бис. Расстояния до населенных пунктов до оси проектируемых нефтегазосборных трубопроводов III класса DN150 составляет не менее 61 км, что говорит о степени безопасности населенного пункта.

Проектируемые трубопроводы не пересекает мосты, железные дороги и другие объекты, указанные в таблице 6 ГОСТ Р 55990-2014, кроме объектов, описанных в п. 13.18.1 - 13.18.4 и определенных как опасные участки.

Для снижения риска аварий на опасных участках предусмотрены дополнительные меры:

- предпусковая диагностика, описана в п. 13.11;
- глубина заложения и расстояния при пересечении естественными и искусственными преградами приняты в соответствии с п. 9.3.9, 10.1, 10.3 ГОСТ Р 55990-2014 и п. 2.5.288 ПУЭ и описаны в п. п. 13.18.1 - 13.18.4;
- предусмотрен 100% контроль стыков, описан в п. 13.19;
- защитное покрытие выполнено в соответствии с пересечениями данных участков, описано в п.13.21.

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.

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.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21					

По завершению всех строительно-монтажных работ выполняется проверка пространственного положения трубопровода.

13.18 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.

На всем протяжении трасс принят подземный способ прокладки.

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

По трассе трубопровода предусмотрена установка знаков опознавательных с указанием на них километража. Знаки устанавливаются на углах поворота в пределах видимости. Предупредительные знаки устанавливаются на пересечениях с существующими автодорогами и коммуникациями.

Обоснование глубины прокладки описано в разделе 13.29.

13.18.1 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги

Пересечения с автомобильными дорогами отсутствуют.

13.18.2 Пересечения трубопроводов с ВЛ

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9-бис при своем следовании пересекает ВЛ. Пересечения проектируемым трубопроводом с кабелями осуществляются в соответствии с ПУЭ МинЭнерго России и ГОСТ Р 55990-2014.

Информация о количестве пересекаемых кабелей приведена в таблице 13.11.

Таблица 13.11 - Ведомость пересекаемых кабелей

Пикет	Тип пересекаемой ВЛ	Угол пересечения	Владелец	Способ перехода
1+56,07	ВЛ 35кВ	77°55'	ООО «РН-Уватнефтегаз»	Траншейный
3+87,84	ВЛ 35кВ	46°06'		

Инв. № подл.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №	Таблица 13.11 - Ведомость пересекаемых кабелей						Лист
				1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

13.18.3 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 СП 36.13330.2012 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 наружной образующей стенки трубы.

Информация о количестве пересекаемых подземных коммуникаций приведена в таблице 13.12.

Таблица 13.12 - Ведомость пересекаемых коммуникаций

Пикетаж	Тип пересекаемой коммуникации	Марка (сечение), диаметр, мм	Угол пересечения	Глубина заложения, м	Владелец	Способ перехода
2+70,76	водовод	325	90°	-	ООО «РН-Уватнефтегаз»	Траншейный
2+86,20	водовод	325	82°	0,9		
2+99,70	водовод	219	82°	1,0		
3+7,37	водовод	426	75°	0,9		
4+81,60	водовод	273	75°	1,0		

13.18.4 Переходы трубопроводов через водные преграды

Пересечения с водными преградами отсутствуют.

13.19 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

Изм. № подл.	28616/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		29

13.20 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 испытываемый 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 подлежат участки давлением 1,25Р_{раб.} в течение 6 ч.:

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

Первому этапу пневматических испытаний подлежат участки давлением 1,25Р_{раб.} в течение 12 ч.:

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

Второй этап пневматических испытаний - одновременно со всем трубопроводом. Давление при испытании на прочность равно в верхней точке 1,1Р_{раб.}=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 Р_{раб.}=4 МПа и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 ч.

За рабочее давление нефтегазосборного трубопровода принято Р_{раб.}=4,0 МПа. На всех этапах испытаний в любой точке испытываемого 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». Информацию, содержащуюся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П								30
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. 43 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной эксплуатации внутрипромысловых трубопроводов» по завершении строительства, испытания на прочность и проверки на герметичность, необходимо осуществить комплексное опробование трубопровода в течение 30 суток в соответствии с п. 71 Приложения А.

13.21 Перечень мероприятий по защите трубопроводов от коррозии

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

Защитная наружная изоляция нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9-бис 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 трубопроводов предусмотрено внутреннее антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных красок

Антикоррозионное покрытие наносится на стальные трубы в заводских условиях.

Перед укладкой трубопровода в траншею выполняется контроль диэлектрической сплошности покрытия, в том числе участков сварного стыка, искровым дефектоскопом.

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.

Инв. № подл.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21					

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

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

Антикоррозионное покрытие труб и сварных соединений принято морозостойкого типа.

13.22 Электрохимическая защита трубопроводов

Данным разделом проекта рассматривается необходимость электрохимической защиты (ЭХЗ) проектируемого нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения до нефтегазосборного трубопровода от куста скважин № 9 Усть-Тегусского месторождения.

С целью повышения эксплуатационной надежности, а так же коррозионной стойкости приняты трубы стальные в заводской наружной антикоррозионной изоляции. Защитная наружная изоляция 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 $3 \times 10^5 \text{ Ом}\cdot\text{м}^2$.

По данным материалов инженерно-геофизических изысканий коррозионная активность грунтов по трассе трубопровода низкая.

13.22.1 Основные технические решения

Принимая во внимание применение надежной заводской полиуретановой 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.

13.23 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.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02						32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21					

Расчет необходимости компенсации трубопровода выполнен с учетом температур, приведенных в таблице 13.6 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. 13.30).

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 100 м.

Допустимые радиусы изгиба трубопроводов в вертикальной плоскости в зависимости от грунта приняты равным согласно таблице 13.13.

Таблица 13.13 - 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	
		не обводненный грунт	обводненный грунт
Труба 159x6 мм, K48	ИГЭ 70 Насыпной слой: песок мелкий влажный средней плотности (несвязный грунт);	850	1650
	ИГЭ 71 Насыпной слой: суглинок легкий пылеватый тугопластичный (связный грунт);	400	400
	ИГЭ 91 Торф погребенный маловлажный среднеразложившийся нормальнозольный (связный грунт);	200	200
	ИГЭ 93 Торф среднеразложившийся нормальнозольный очень влажный (связный грунт);	850	950
	ИГЭ 205 Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества (связный грунт);	600	600
	ИГЭ 206 Суглинок легкий песчаный текучий с примесью органического вещества (связный грунт);	700	750

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Инва. № подл.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №		

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

33

Наружный диаметр, толщина стенки, мм. Класс прочности	Тип грунта	Радиус упругого изгиба в вертикальной плоскости, м	
		не обводненный грунт	обводненный грунт
	ИГЭ 307 Супесь пылеватая пластичная (связный грунт);	800	850

13.24 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 – 14,28 Н/м.

13.25 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

Трубопровод проверяется на прочность с учетом всех нагрузок и воздействий, приведенных в п. 13.24 для всех расчетных случаев, возникающих при строительстве, испытании и эксплуатации. Расчеты трубопровода выполнены в соответствии с требованиями раздела 12 ГОСТ Р 55990-2014.

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

13.26 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;

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

Ив. № подл.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
				1	-	Зам.		6973-21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- 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 13.14.

Таблица 13.14 – Физико-механические свойства грунтов

ИГЭ	γ_{gr} , кг/м ³ *	γ_s , кг/м ³	e	c , МПа*
70	1860	2640	0,67	0,020
71	1890	2640	0,75	0,018
91	1030	1500	8,08	0,030
93	1010	1470	16,28	0,006
205	1870	2690	0,84	0,011
206	1830	2680	0,95	0,009
307	1850	2670	0,71	0,008

Примечания

γ_{gr} – удельный вес грунта засыпки, кг/м³;

γ_s – удельный вес частиц грунта, кг/м³;

e – коэффициент пористости грунта;

c – сцепление грунта, кПа.

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

13.27 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.

Изм. № подл.	28616/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		35

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.

13.28 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.

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

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

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.

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.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
				1	-	Зам.		6973-21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

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:

- 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.

13.29 Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках

Способ прокладки трубопровода принят подземный.

Глубина прокладки трубопровода принята согласно ГОСТ Р 55990-2014.

Район прокладки трубопровода сложен торфяными грунтами, насыщенными водой.

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

Инв. № подл.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
1	-	Зам.	6973-21					31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

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 естественными и искусственными преградами, где глубина заложения трубопроводов принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий переходов и описаны в п. 13.18.1 - 13.18.4.

13.30 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопроводов с применением утяжелителей

Для обеспечения устойчивости выполнены расчеты трубопровода против всплытия.

Результаты расчета балластировки рабочего трубопровода представлены в таблице 13.15.

Таблица 13.15 - Результаты расчета нефтегазосборного трубопровода

Наименование	Единица измерения	Значение
Коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода для участков прокладки трубопровода	-	1,05
Наружный диаметр трубопровода без учета изоляции	мм	159
Толщина стенки трубопровода	мм	6
Масса метра трубы с изоляцией (без учёта коэффициента надёжности по массе)	кг	23,55
Вес метра трубы с изоляцией (с учётом коэффициента надёжности)	Н/м	230,99
Выталкивающая сила воды (грунта)	Н/м	216,56
Интенсивность балластировки	Н/м	-14,43
Марка пригруза	-	Не требуется
Объем пригруза	м ³	
Масса пригруза в воздухе (справочная или по среднему весу грунта)	кг	
Расстояние между пригрузами	м	

Результаты проверки условия устойчивости положения для участков трубопровода, проложенных упругим изгибом, с углом поворота оси трубопровода от 1° до 6° приведены в таблице 13.16. 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 13.16 дополнительно приведены результаты расчета для вертикальных углов и радиусов упругого изгиба, для которых нет необходимости в балластировке трубопровода.

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

Ив. № подл.	Взам. инв. №
28616/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		38

Таблица 13.16 - Результаты проверки условия устойчивости положения для участков трубопровода, проложенного упругим изгибом (трубопровод опорожнен)

ρ , м	β , град.	γ_a	q_b , Н/м		Q_{act} , Н		$\frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}$, Н	Марка при-груза	l_p , м	
			выпуклая кривая	вогнутая кривая	выпуклая кривая	вогнутая кривая			выпуклая кривая	вогнутая кривая
1150	1	1,05	3,34	13,36	209,59	219,61	220,00	По результатам расчетов балластировка не требуется		
750	2	1,05	3,01	12,04	209,26	218,29	220,00			
550	3	1,05	3,39	13,57	209,64	219,82	220,00			
500	4	1,05	2,54	10,16	208,79	216,41	220,00			
400	5	1,05	3,18	12,70	209,42	218,95	220,00			
350	6	1,05	3,29	13,17	209,54	219,41	220,00			

Условные обозначения:

ρ – радиус кривизны упругого изгиба в вертикальной плоскости, м.

β – угол поворота оси трубопровода, градус;

γ_a – коэффициент надежности устойчивого положения трубопровода, принимаемый равным для участков прокладки в соответствии с п.12.6 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.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		39
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

14 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
№ 102-ФЗ от 26.06.2008 г.	Об обеспечении единства измерений	11.4
Постановление правительства РФ от 23.10.1993 г. №1090	О Правилах дорожного движения	13.28
Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности	13.20
Приказ Госгортехнадзора РФ от 22.04.1992г. №9	Правила охраны магистральных трубопроводов	13.17
Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017г. № 242	Об утверждении федерального классификационного каталога	13.13
ГОСТ Р 55990-2014	Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования	5
ГОСТ 14918-80	Сталь тонколистовая оцинкованная с непрерывных линий. Технические условия	8
ГОСТ 8.009-84	Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений	11.4
ГОСТ 8.417-2002	Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин	11.4
ГОСТ 9544-2015	Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов	13.10
ГОСТ Р 51164-98	Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии	13.31
ГОСТ ISO 3183-2015	Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия	13.27
ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент	13.27
СП 77.13330.2016	Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85	11.5

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	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		40

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

Обозначение документа, на который дана ссылка		Номер раздела, пункта, подпункта тома
СП 2.1.7.1386-03	Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления	13.13
СП 36.13330.2012	Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*	13.18.3
СП 20.13330.2016	Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*	13.23
ВСН 006-89	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Сварка	13.19
ВСН 012-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Контроль качества и приемка работ	13.19
ВСН 011-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Очистка полости и испытание	13.20
ВСН 008-88	Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция	13.21
ПУЭ, изд. 7	Правила устройства электроустановок. Издание 7	13.17
ТР ТС 010/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования»	11.4
ТР ТС 012/2011	Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»	11.4

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		41

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
№ П4-06.01 ТТР-0002	Типовые требования Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании
13.21	

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
28616/П		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист 42
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ОАиТ

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

Отдел ЭиПБ

Начальник отдела	Кесова
Главный специалист	Юсупова
Заведующий группой	Белоусова
Заведующий группой	Еремин
Ведущий инженер	Сабуров

ЭТО

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

ОПОС

Начальник отдела	Пузырный
Ведущий инженер	Роженцова

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. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист	
28616/П			1	-	Зам.	6973-21		31.05.21	43
			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 секционную 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 (P=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 видеокamеры 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 стравливанием 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. №
28616/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

44

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 ОНР 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 ЗХЗ 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 ОНР/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).

Инва. № подл.	Взам. инв. №
28616/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

45

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), секционные 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 Компании.</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>

Ивн. № подл.	Взам. инв. №
28616/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

46

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласию 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 ПГД (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 Укрупненным нефтепромыслом (УНП) полноту перечня и технические решения по пересечению коммуникаций, точки подключения к действующим трубопроводам.
55	Технологические регламенты на отдельные трубопроводы не предусматривать. Всю 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 Рн 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. №
28616/П	
Подп. и дата	

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Лист

47

Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию 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 ТЗО) 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 резьбовыми 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

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П			1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
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. 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-uvating@rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997150001


**Технические условия
на проектирование объекта
«Куст скважин №9 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»**

1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 бис подключить в действующий нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №9 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 НГСТ с учетом существующих и проектируемых объектов трубопроводного транспорта Усть-Тегусского месторождения, толщину стенки трубопровода, ведомости пересечений согласовать с Заказчиком до начала основного проектирования.
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 расчётов на прочность и устойчивость учесть срок службы объекта не менее 20 лет и принять в расчёт письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» 05/01-исх-0825 от 08.07.2019 г.
5. Определить необходимость установки компенсаторов по всей протяженности проектируемого трубопровода в соответствии с расчетом. Расчёт трубопровода выполнить на температуру перекачиваемого продукта +80 °С на выходе с кустовой площадки.
6. Предусмотреть подключения к действующему трубопроводу с учётом соединительных деталей, подключение проектируемого трубопровода к действующему трубопроводу выполнить силами организации, строящей трубопровод совместно с участком эксплуатации трубопроводов. Подключение в трубопровод Ду 400мм выполнить при помощи холодной врезки.
7. 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.
8. Владелец существующих и проектируемых коммуникаций – ООО «РН-Уватнефтегаз».
9. Срок действия технических условий - 2 года.

Начальник отдела эксплуатации трубопроводов

 **И.В. Моховиков**

Начальник УЭТцЛА УНП-1

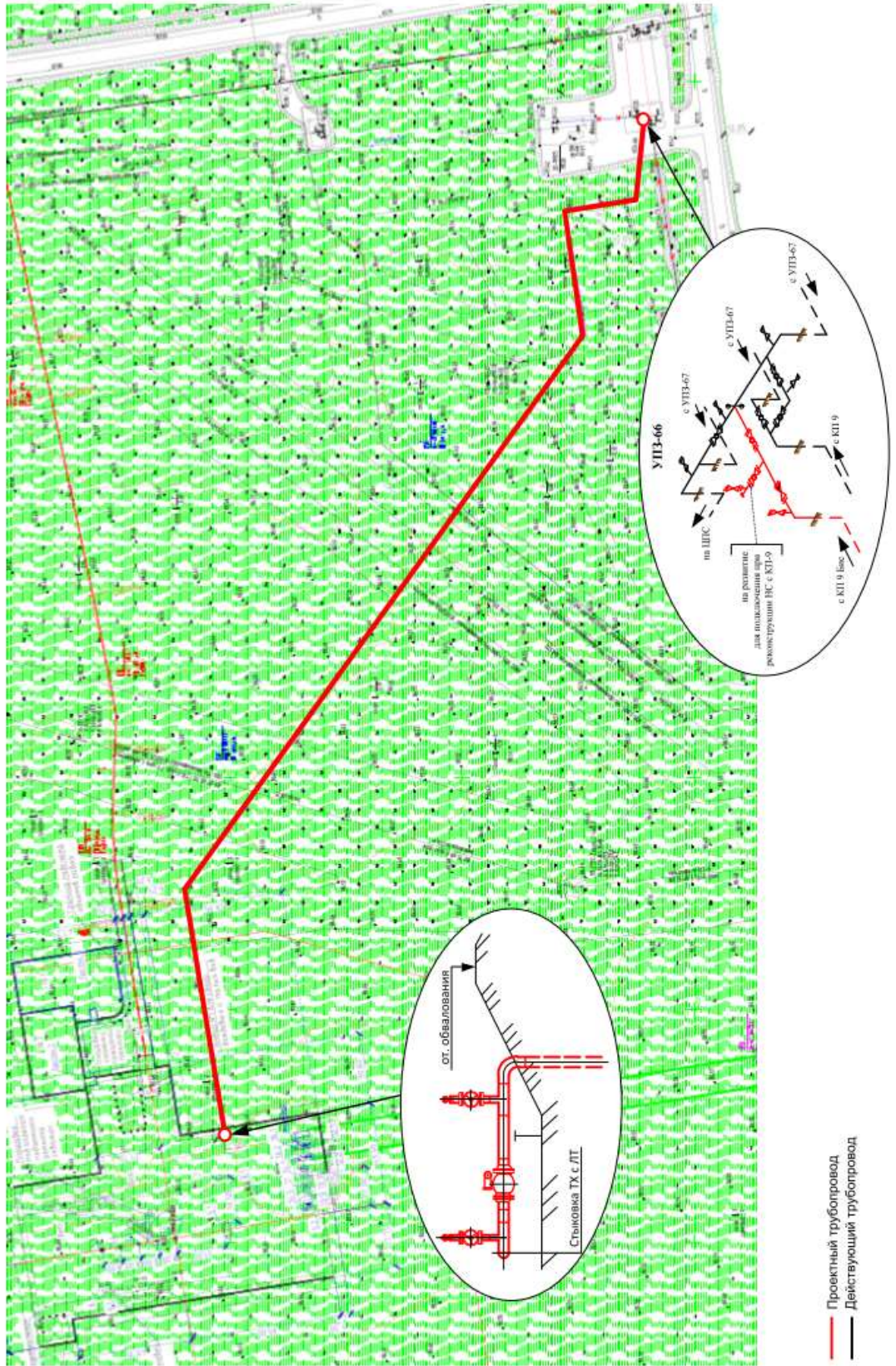
 **И.Л. Иосифов**

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.	28616/П					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
	Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист		
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		
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 согласению между Разработчиком и Заказчиком

Приложение 1



Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
28616/П		

1	-	Зам.	6973-21		31.05.21
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02

Приложение В
(рекомендуемое).
Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 05.03.2021г. №05/01-исх-0390 (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-uvating@uvng.rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997250001

от 05.03.2021 № 05/01-ИСХ-0390

на № _____ от _____

Руководителю проектного офиса №4
ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"

С.Н. Прусаченко

О согласовании гидравлических расчетов

Уважаемый Сергей Николаевич!

В ответ на письма № 16-02577 от 15.02.2021, № 16-03068 от 20.02.2021 и № 16-03638 от 03.03.2021 сообщаю, что по результатам рассмотрения гидравлических расчетов для транспорта заданного количества жидкости необходимо предусмотреть трубопроводы DN150 для следующих кустов скважин:

- «Куст скважин №4-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №9 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №10-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №11-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №12 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №15 бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №1 бис Западно-Эпасского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №2 бис Западно-Эпасского месторождения. Обустройство»;
- «Куст скважин №3 бис Западно-Эпасского месторождения. Обустройство».
- "Куст скважин №1-бис Южно-Петьегского месторождения. Обустройство";

Инва. № подл.	28616/П	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
				1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					
	1	-	Зам.	6973-21		31.05.21				

- "Куст скважин №2-бис Южно-Петъегского месторождения. Обустройство".

С уважением,
Начальник управления по
проектно-изыскательским
работам

ПОДПИСАНО ПРОСТОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ
ПОДПИСЬЮ
10.03.2021 15:30:14
Мокрый Василий Иванович
Начальник управления
ООО "РН-Уватнефтегаз"
Сертификат №
BF4996D25517DAB26F988E945E4EC2100D697A80
Действителен с 18.02.2020 по 17.02.2022

В.И. Мокрый

Исп. Решетников Алексей Анатольевич
8(3452)389-999, доб. 2569
aareshetnikov3@uvng.rosneft.ru

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
28616/П								52
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных				
1	-	1-53	-	-	53	6973-21		31.05.21

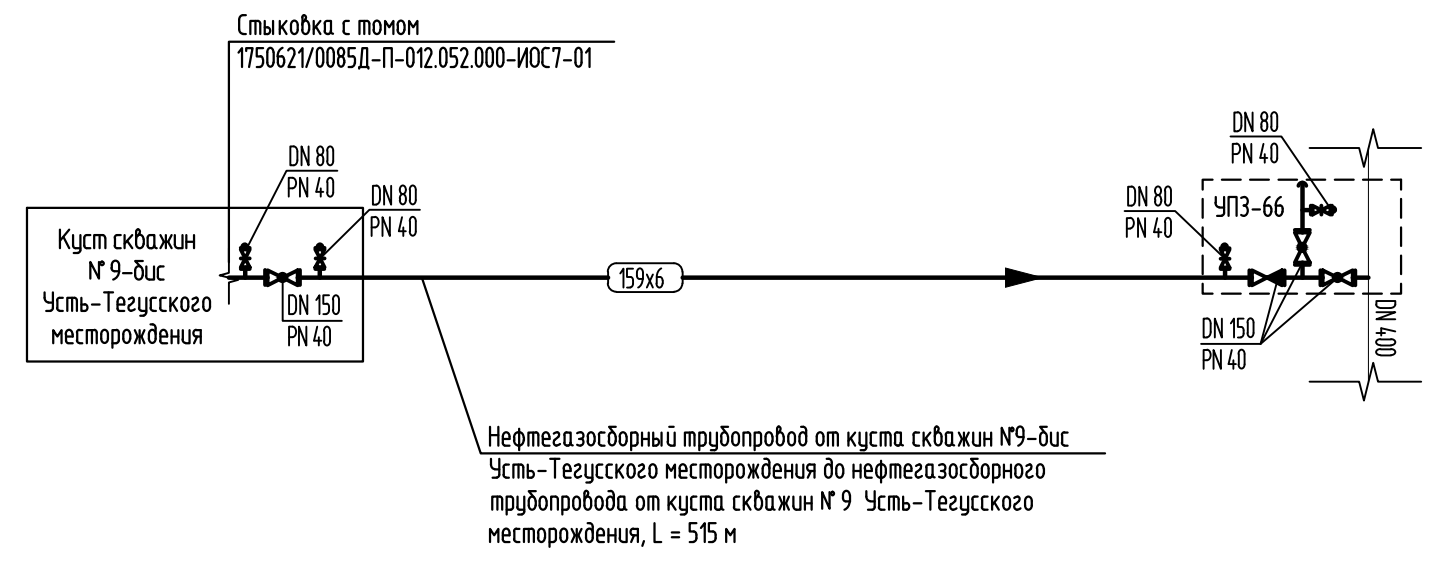
Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №
28616/П		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	Лист
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		53

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



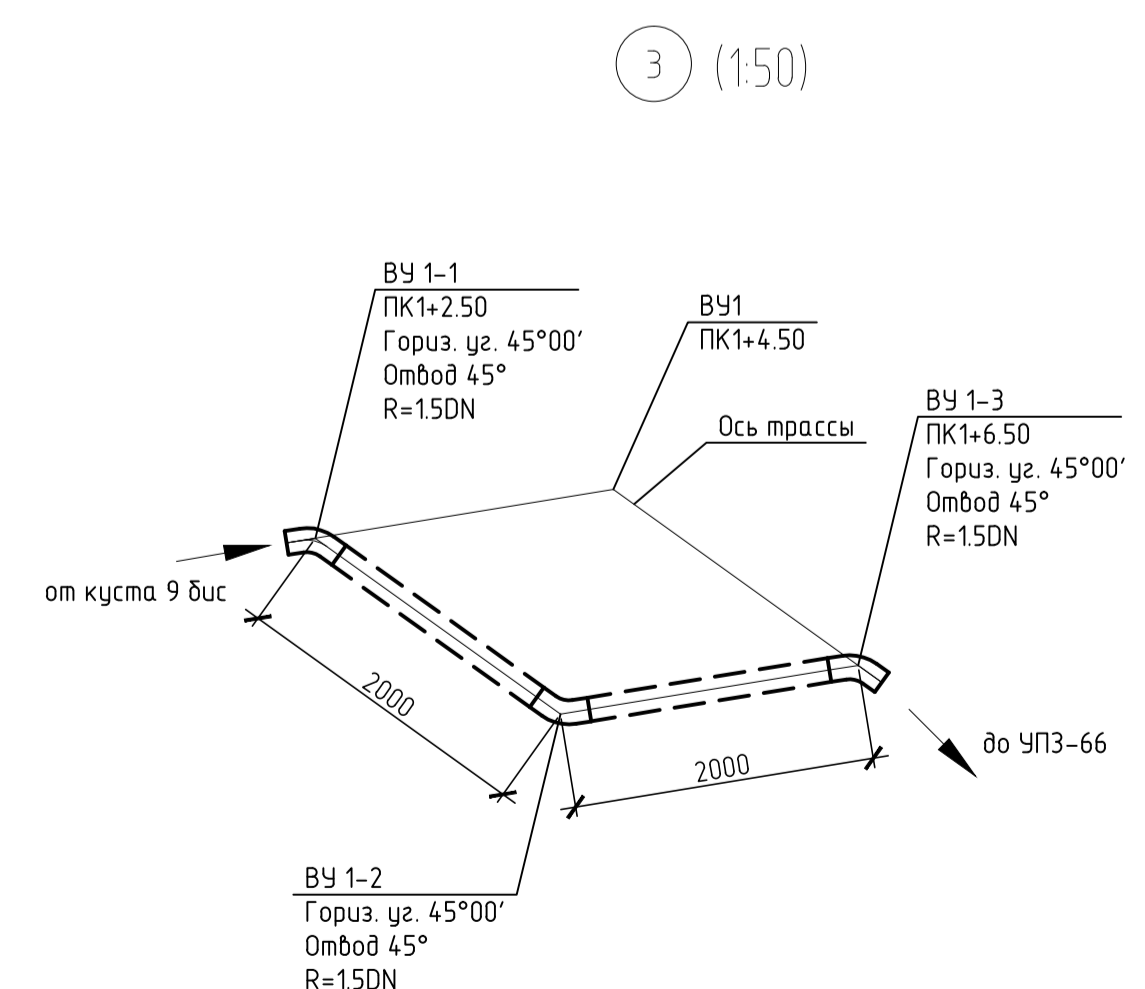
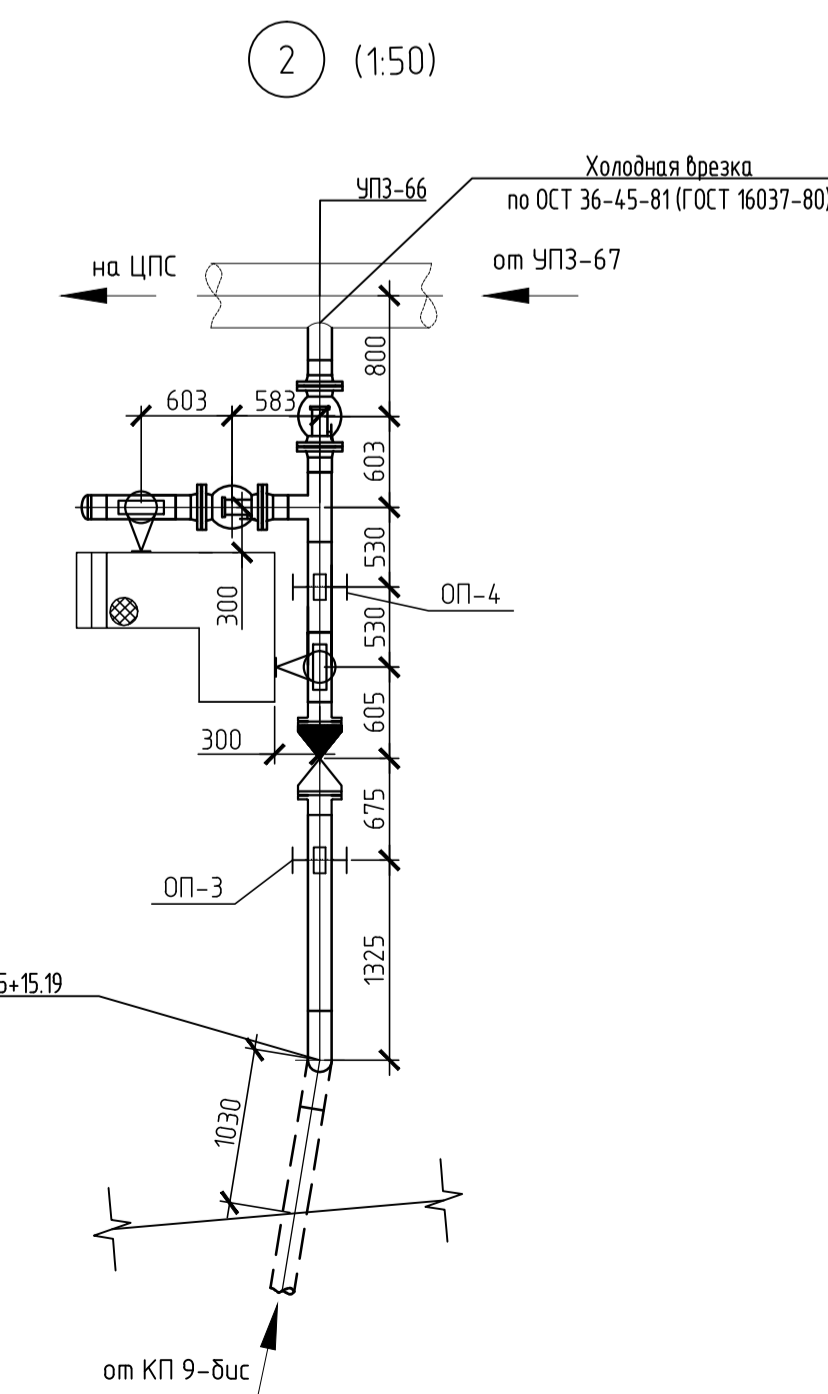
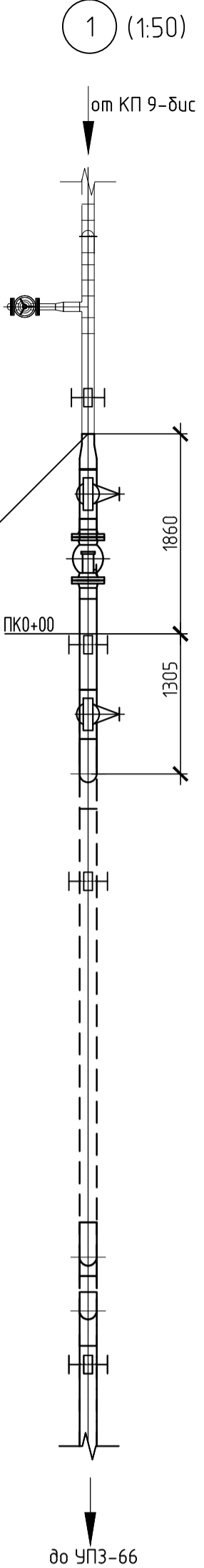
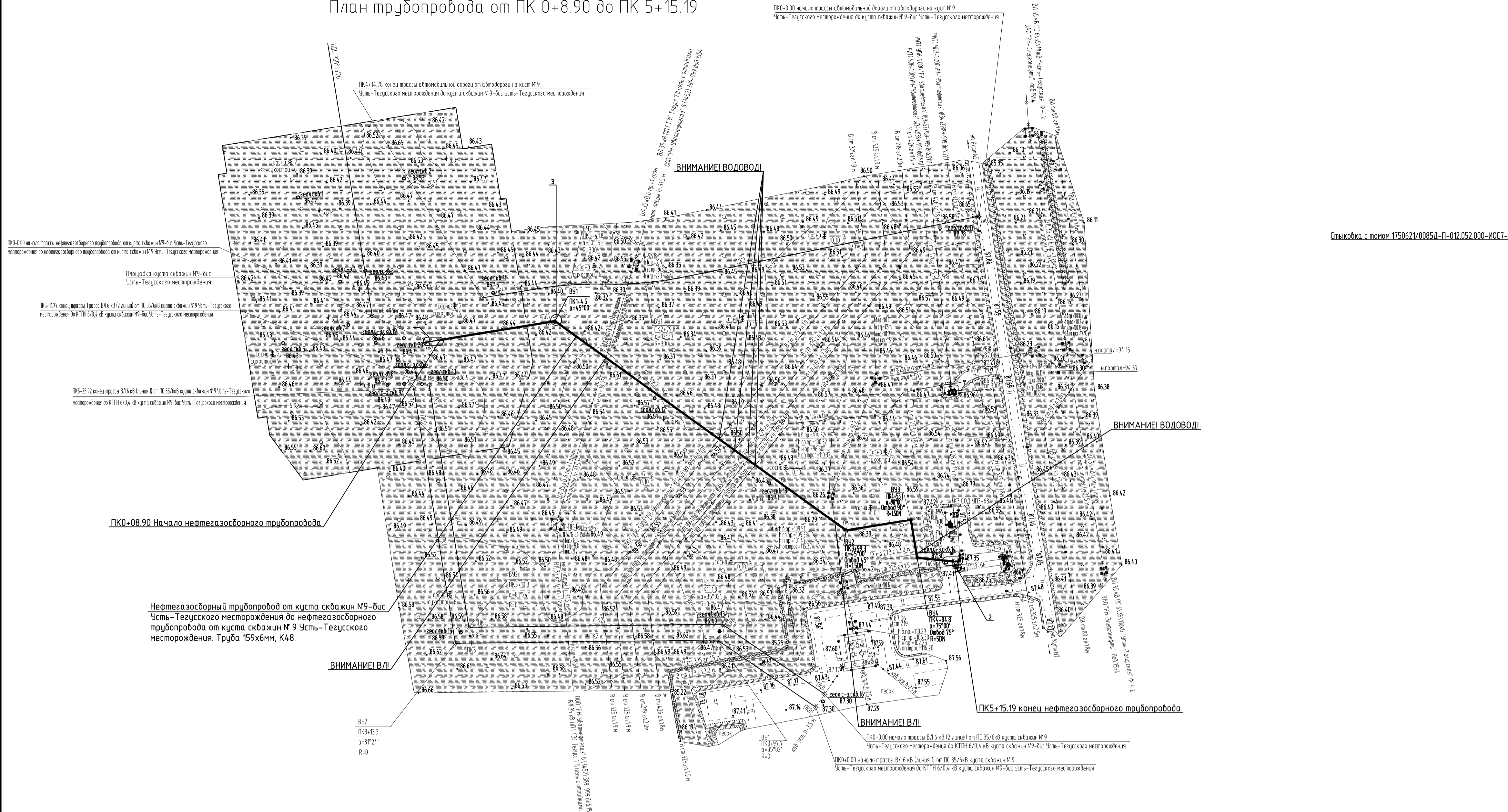
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
	Проектируемый нефтегазосборный трубопровод
	Существующий нефтегазосборный трубопровод
	Проектируемый кран шаровой с фланцевым присоединением с ручным управлением
	Проектируемый вантуз (задвижка клиновья с фланцевым присоединением с ручным управлением)
	Проектируемый обратный клапан с фланцевым присоединением
	Направление потока
	Граница проектируемой кустовой площадки
	Граница узла

Согласовано		Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.
				28616/П

1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001							
1	-	Зам.	6973-21		31.05.21		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
Разраб.		Осипова			12.04.21		
Зав.гр.		Кузенкова			12.04.21		
Гл. спец.		Смычкова			12.04.21		
Нач. отд.		Трифонов			12.04.21		
Н. контр.		Кудря			12.04.21		
ГИП		Щетинкин			12.04.21		
Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство					Стадия	Лист	Листов
Технологические решения. Промысловые трубопроводы					П	1	3
Технологическая схема					ООО "НК "Роснефть" -НТЦ"		

План трубопровода от ПК 0+8.90 до ПК 5+15.19



1. Данный лист выполнен на основании 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИГ ДИ-01-Ч-003.
2. Полевые работы выполнены в сентябре-феврале 2020-2021 года.
3. Система координат МСК.
4. Система высот Балтийская 1977 года.
5. Сечение рельефа горизонтально через 0.5 метра.
6. Продольный профиль см. лист 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-003.
7. Данный чертеж читать совместно с номером 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-01.
8. * Отметку уточнить по месту при монтаже.

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	Согласовано
Взам. инд. №	Взам. инд. №
Подп. и дат.	Подп. и дат.
Инд. № подл.	Инд. № подл.
2886/П	2886/П

1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-002		Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство			
1	-	Зам.	6973-21	31.05.21	
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.	Осипова				31.05.21
Заб. гр.	Кузнецова				31.05.21
Гл. спец.	Смычкова				31.05.21
Нач. отд.	Трифонов				31.05.21
Н. контр.	Кудря				31.05.21
ГИП	Щетинкин				31.05.21
Технологические решения. Промысловые трубопроводы		Стандия	Лист	Листов	
План трубопровода от ПК 0+8.90 до ПК 5+15.19. Узлы.		П	2		
ООО "НК "Роснефть" -НТЦ"					
1750621_00850-P-012_052_000-TL-01-CH-002-rc02.dwg					
Формат А1					

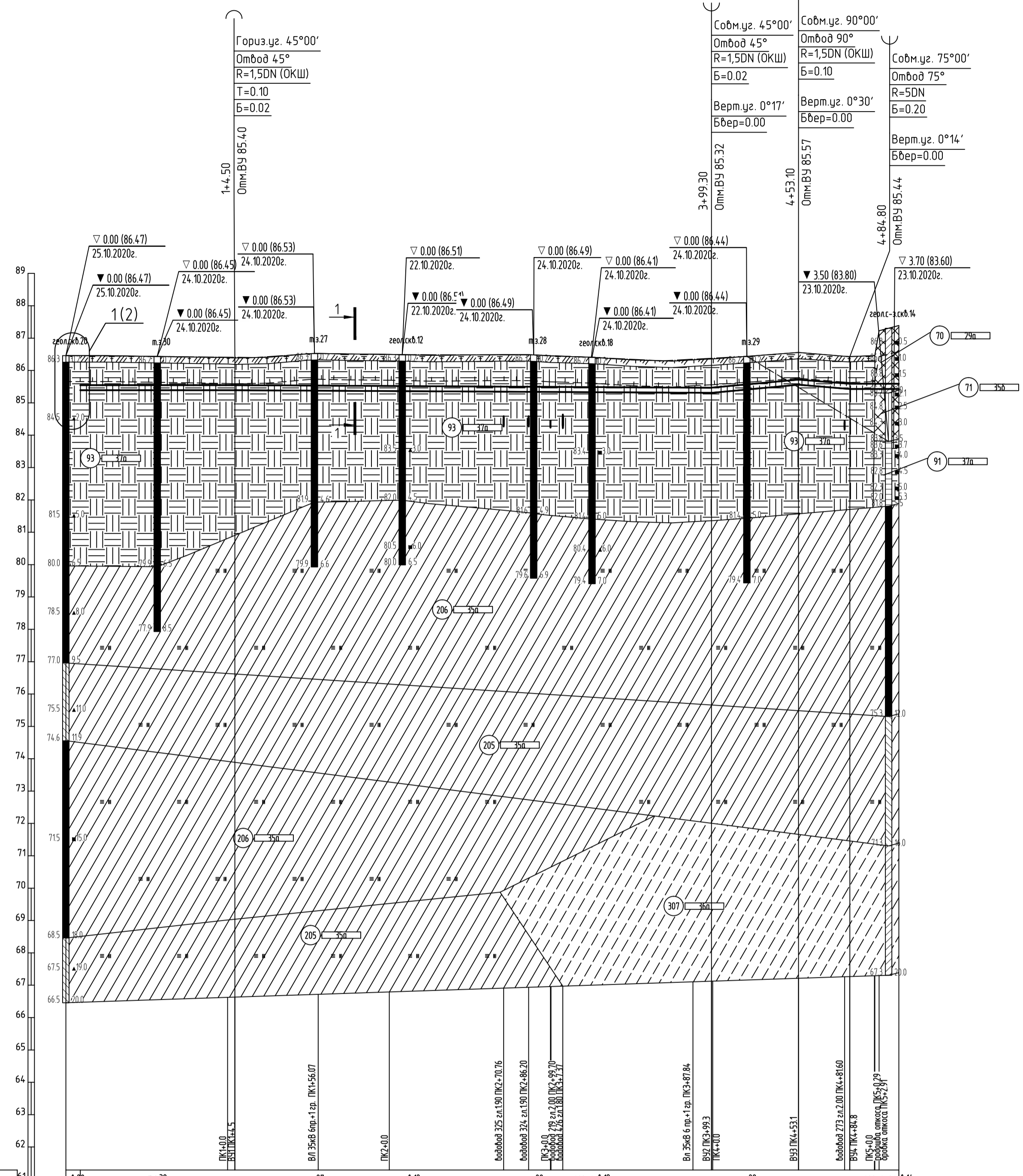
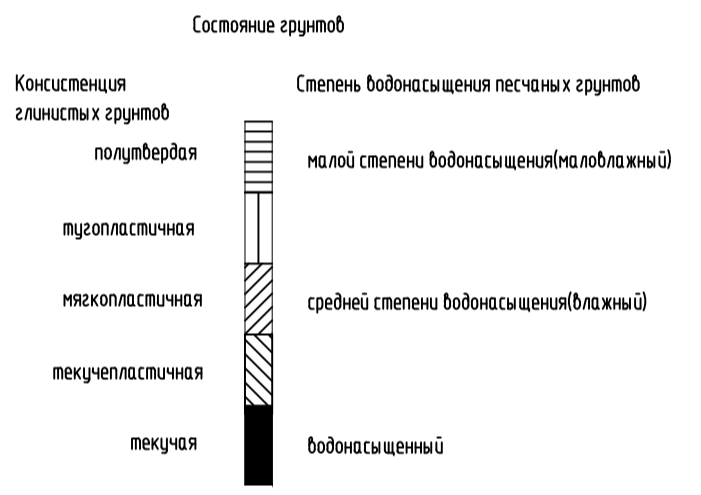
Ведомость кривых искусственного гнутья

Местоположение вершины угла	Плоскость поворота	Величина угла поворота		Радиус гнута отвода R, м / Eφ, DN	Количество типоразмеров отводов	Труба	
		град	мин				
0	1+4.50	Гориз.	45	00	15 DN	45°	159x6
0	3+99.30	Собм.	45	00	15 DN	45°	159x6
0	4+53.10	Собм.	90	00	15 DN	90°	159x6
0	4+84.80	Собм.	75	00	5 DN	75°	159x6

Условные обозначения

- Почвенно-растительный слой
- Насыпной слой: песок мелкий влажный средней плотности
- Насыпной слой: суглинок легкий пылеватый тугопластичный
- Торф перегревшийся на лопляжии среднеразложившийся нормальнозольный ? 0,15 кгс/см2, тип Ia
- Торф среднеразложившийся очень влажный 0,05<-t<0,10 кгс/см2, тип II
- Суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества
- Суглинок легкий песчанистый текучий с примесью органического вещества
- Сугесь пылеватая пластичная
- Нормативная глубина сезонного промерзания грунта
- Установившийся уровень грунтовых вод
- Группа грунта по трудности разработки (согласно ГЭСН 81-02-01-2020)

- Примечание - Номенклатура групп принята согласно ГОСТ 25100-2011
- точка отбора образцов грунта с нарушенной структурой (графа от обозначения знака - глубина отработки)
 - точка отбора образцов грунта с нарушенной структурой (графа от обозначения знака - глубина отработки)
 - точка отбора пробы воды (графа от обозначения знака - глубина отработки)
 - установившийся уровень подземных вод (в числителе - глубина, м; в знаменателе - дата замера)
 - граница литологических разностей, глубина отбора, глубина абсолютная отметка (глубина отбора, абсолютная отметка следа)



№ скважины	Глубина, м	Отметка низа трубы	Отметка земли черные, м	Расстояние, м	Пикетаж	План линии	Километры
1	107	85.40	86.47	25.00	ВУ1 ПРАВО 45°00'	104.40	0+8.90
2	105	85.40	86.45	25.00	ВУ2 ПРАВО 45°00'	99.40	1+4.50
3	103	85.40	86.43	20.46	ВУ3 ПРАВО 90°00'	294.61	3+99.30
4	101	85.40	86.41	20.46	ВУ4 ПРАВО 90°00'	30.22	4+53.10
5	100	85.40	86.40	25.00	ВУ5 ПРАВО 75°00'	29.14	4+84.80
6	103	85.39	86.42	20.46			
7	115	85.39	86.52	6.07			
8	114	85.38	86.52	18.93			
9	114	85.37	86.51	25.00			
10	111	85.37	86.48	25.00			
11	113	85.36	86.49	20.76			
12	115	85.35	86.50	15.44			
13	115	85.35	86.50	15.44			
14	111	85.34	86.45	17.63			
15	108	85.34	86.42	17.63			
16	101	85.33	86.34	25.00			
17	0.97	85.33	86.30	12.84			
18	102	85.32	86.34	25.00			
19	105	85.32	86.37	17.63			
20	102	85.44	86.46	25.00			
21	1.00	85.57	86.57	28.10			
22	1.00	85.45	86.45	28.48			
23	1.00	85.44	86.44	28.48			
24	1.03	85.44	86.44	28.48			
25	1.80	85.44	86.44	28.48			
26	1.56	85.44	86.44	28.48			

- Данный лист выполнен на основании 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИГИ-02-Ч-008.
- Система высот Балтийская 1977 года.
- План см. лист 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-002.
- Данный чертеж читать совместно с листом 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-002.
- Разработка и засыпка траншеи однокошарным экскаватором на боловом ходу с использованием сланей.
- Земляные работы в местах пересечений с подземными коммуникациями производятся вручную без применения ударных механизмов на расстоянии по 2 м в обе стороны от пересекаемых коммуникаций в присутствии представителей организаций, эксплуатирующих эти коммуникации.

1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-003				Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство		
1	-	Зам.	6973-21	31.05.21		
Изм.	Колуч	Лист	№ док	Подп.	Дата	
Разраб.	Осипова				12.04.21	
Заб. гр.	Кузнецова				12.04.21	
Гл. спец.	Смышкова				12.04.21	
Нач. отд.	Трифонов				12.04.21	
Н. контр.	Кудря				12.04.21	
ГИП	Щетинкин				12.04.21	

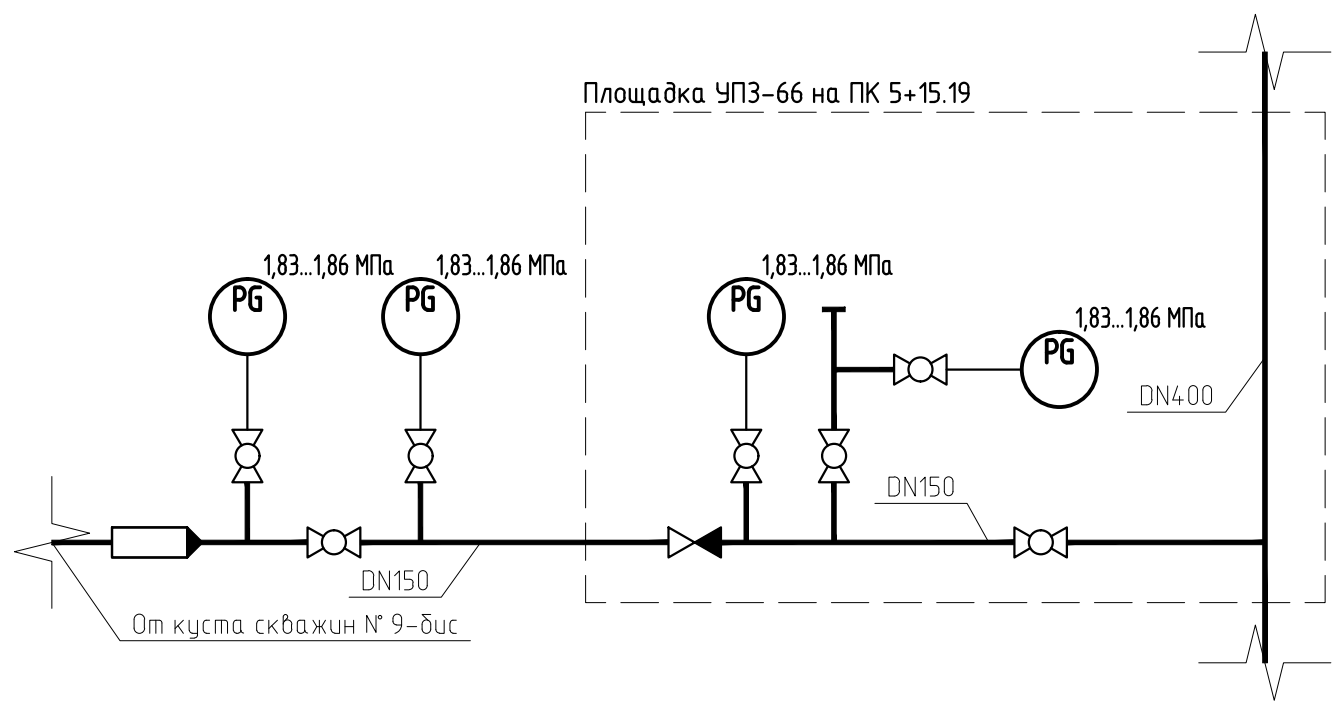
Документ разработан ООО "НК Роснефть - НТЦ". Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по согласованию между Разработчиком и Заказчиком

Согласовано	Согласовано	Взам. инв. №	Полн. и дат.	Инв. № подл.
		286/6/П		

Перечень элементов

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
PG	Манометр технический показывающий	4	

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



1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013.
2. Данная схема выполнена на основании чертежа 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001.

Инв. № подл.	28616/П
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

1750621/0085Д-П-012.052.000-АТЛ-01-Ч-001					
Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство					
Изм.	Кол.	Лист	№ док	Подп.	Дата
Разраб.		Кравченко			31.05.21
Зав. гр.		Корябец			31.05.21
Гл. спец.		Подшивалов			31.05.21
Нач. отд.		Жариухна			31.05.21
Н. контр.		Кудря			31.05.21
ГИП		Щетинкин			31.05.21
Технологические решения. Промысловые трубопроводы				Стадия	Лист
Схема автоматизации				П	1
ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"					

Разрешение		Обозначение		1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02	
6973-21		Наименование объекта строительства		Куст скважин №9-бис Усть-Тегусского месторождения. Обустройство	
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание
1		Обложку и титульный лист заменить. Внесена информация об изменении. 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02-С		1	Изменение 1 внесено на основании дополнительных требований заказчика письмо № 05/01-ИСХ-0965 от 25.05.21 г.
	1	Лист заменить. Внесена информация об изменениях. 1750621/0085Д-П-012.052.000-ИОС7-02			
	1-53	Листы заменить. Внесены изменения на листах: 27 Лист заменить. Откорректирована охранная зона. 28 Лист заменить. Откорректировано место установки опознавательных знаков. 53 Лист заменить. Внесены изменения в таблицу регистрации изменений С 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-001 по 1750621/0085Д-П-012.052.000-ТЛ-01-Ч-003			
	1-3	Листы заменить. Внесены изменения на листах: 2 Лист заменить. Добавлено 2 подземных опоры. Откорректировано расположение вантуза, обратного клапана, опоры ОП-4. Исключена опора ОП-5. 1750621/0085Д-П-012.052.000-АТЛ-01-Ч-001			
	1	Лист заменить. Откорректировано расположение вантуза и обратного клапана			

Согласовано

Изм. внес	Осипова		31.05.21	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ИНН 2310095895 Управление технологического проектирования Отдел линейных трубопроводов	Лист	Листов
Составил	Трифонов		31.05.21			
ГИП	Щетинкин		31.05.21			
Утв.	Игнатенко		31.05.21			1