Р О С С И Я
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 №1-БИС СЕВЕРО-ТЯМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО

***ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ***

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

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 2. Промысловые трубопроводы**

# 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02

**Том 5.7.2**

| Изм. | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|
| **1** | **13941-21** | | **28.10.2021** |
| | | | |
| | | | |

**2021**

Р О С С И Я
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 №1-БИС СЕВЕРО-ТЯМКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ОБУСТРОЙСТВО

***ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ***

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

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 2. Промысловые трубопроводы**

# 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02

**Том 5.7.2**

**Главный инженер** **А.А. Попов**

**Главный инженер проекта** **А.Ю. Гусев**

**Начальник ОЛТ** **А.В. Трифонов**

| Изм. | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|
| **1** | **13941-21** | | **28.10.2021** |
| | | | |
| | | | |

**2021**

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл. 29816/П

# СОДЕРЖАНИЕ ТОМА


| Обозначение | | Наименование | Примечание (страница) |
|---|---|---|---|
| 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02-С | | Содержание тома 5.7.2 | 2 Изм.1 |
| 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02 | | Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Технологические решения Промысловые трубопроводы | 4 Изм.1 |
| | | Графическая часть | |
| 1 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-001 | Технологическая схема | 76 Изм.1 (Зам.) |
| 2 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-002 | План трубопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК15. Узел | 77 Изм.1 (Зам.) |
| 3 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-003 | План трубопровода от подключения куста №1 от ПК15 до ПК18+87.44 и трубопровода от куста №1-бис от ПК0 до ПК10. Узлы | 78 Изм.1 (Зам.) |
| 4 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-004 | План трубопровода от куста №1-бис от ПК10 до ПК17+49.63. Узлы | 79 Изм.1 (Зам.) |
| 5 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-005 | Продольный профиль трубопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК18+87.44 | 80 Изм.1 (Зам.) |
| 6 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-006 | Продольный профиль трубопровода от куста №1-бис от ПК0 до ПК3+84.69 | 81 Изм.1 (Зам.) |
| 7 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-007 | Продольный профиль трубопровода от куста №1-бис от ПК3+84.69 до ПК17+49.63 | 82 Изм.1 (Зам.) |
| 8 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-008 | Укрупненный продольный профиль перехода через р. Лосиная (Первая) трубопровода от подключения куста №1 от ПК10 до ПК11 | 83 Изм.1 (Зам.) |
| 9 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-009 | Футляр защитный при переходе через автодороги. Разрезы | 84 Изм.1 (Зам.) |
| 10 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-010 | Футляр защитный при переходе через водные преграды. Разрезы | 85 Изм.1 (Зам.) |
| 11 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТЛ-01-Ч-001 | Схема автоматизации | 86 Изм.1 (Зам.) |


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

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П

| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 |

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02-С

| | | | |
|---|---|---|---|
| Разраб. | Арутюнов | | 28.10.21 |
| Н. контр. | Каминник | | 28.10.21 |
| ГИП | Гусев | | 28.10.21 |

Содержание тома 5.7.2

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 1 | 2 |

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

| Обозначение | | Наименование | Примечание (страница) |
|---|---|---|---|
| 12 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-001 | План размещения оборудования ЭХЗ на участке нефтегазопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК15. Ведомость КИП | 87 Изм.1 (Зам.) |
| 13 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-002 | План размещения оборудования ЭХЗ на участке нефтегазопровода от подключения куста №1 от ПК15 до ПК18+87.44 и трубопровода от куста №1-бис от ПК0 до ПК10. Ведомость КИП | 88 Изм.1 (Зам.) |
| 14 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-003 | План размещения средств ЭХЗ от куста №1-бис от ПК10 до ПК17+49.63. Ведомость КИП | 89 Изм.1 (Зам.) |
| 15 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-004 | Монтажные схемы подключений электрохимической защиты | 90 Изм.1 (Зам.) |

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

## СОДЕРЖАНИЕ


1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка 7

2 Сведения об особых природно-климатических условиях земельного участка 9

3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта 11

4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическиом составе, агрессивность по отношению к материалам изделий и конструкции подземной части 12

5 Категория и класс промысловых трубопроводов 13

6 Сведения о проектной мощности (пропускной способности) промысловых трубопроводов 14

7 Показатели и характеристики проектируемого оборудования и устройств промысловых трубопроводов 15

8 Перечень мероприятий по энергосбережению 16

9 Обоснование количества и типов оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства промыслового трубопровода 17

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 промыслового трубопровода капитального строительства 18

11 Обоснование принятых в проектной документации автоматизированных систем управления технологическими процессами, автоматических систем по предотвращению нарушения устойчивости и качества работы промыслового трубопровода 19

11.1 Общие положения 19

11.2 Объем автоматизации 19

11.3 Средства измерений 19

11.4 Размещение и монтаж средств измерений 20

11.5 Обеспечение единства измерений 20

12 Описание решений по организации ремонтного хозяйства, его оснащенность 22

13 Технологические и конструктивные решения промысловых трубопроводов 23

13.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта 23

13.2 Сведения о проектной пропускной способности трубопроводов по перемещению продукта 23

13.3 Характеристика параметров трубопроводов 23

13.4 Обоснование диаметра трубопроводов 25


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

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П

| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 |

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02

| | | | |
|---|---|---|---|
| Разраб. | Арутюнов | | 28.10.21 |
| Глав. спец. | Смычкова | | 28.10.21 |
| Нач.отдела | Трифонов | | 28.10.21 |
| Н. контр. | Каминник | | 28.10.21 |
| ГИП | Гусев | | 28.10.21 |

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

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 1 | 72 |

ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

13.5 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении 27

13.6 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета 27

13.7 Обоснование толщины стенки труб 28

13.8 Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов 30

13.9 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием 31

13.10 Описание системы диагностики состояния трубопроводов 32

13.11 Перечень мероприятий по защите трубопроводов от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой 32

13.12 Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению 32

13.13 Сведения о классификации токсичных отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями 33

13.14 Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов) 33

13.15 Оценка возможных аварийных ситуаций 33

13.16 Сведения об опасных участках на трассе трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон 33

13.17 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопроводов 34

13.17.1 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги 35

13.17.2 Пересечения трубопроводов с ВЛ 36

13.17.3 Переходы трубопроводов через водные преграды 37

13.17.4 Пересечения трубопроводов с коммуникациями 38

13.18 Контроль качества сварных стыков 38

13.19 Очистка полости и испытание трубопроводов 39

13.20 Перечень мероприятий по защите трубопроводов от коррозии 40

13.21 Электрохимическая защита трубопроводов 41

13.21.1 Основные технические решения 42

13.21.2 Контроль состояния защиты от коррозии 44

13.21.3 Меры по предупреждению искрообразования при монтаже и эксплуатации защиты от коррозии 45

13.22 Обоснование надежности и устойчивости трубопроводов и отдельных элементов 46

13.23 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы 47


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

13.24 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок 48

13.25 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопроводов, по нагрузке и другим параметрам 48

13.26 Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопроводов 49

13.27 Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации) 49

13.28 Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках 51

13.29 Описание принципиальных конструктивных решений балластировки трубопроводов с применением утяжелителей 51

13.30 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите 55

14 Ссылочные нормативные документы 57

Список исполнителей 60

Приложение А (обязательно). Технические требования Заказчика (на 5 листах) 62

Приложение Б (обязательное). Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» №05/01-исх-1590 от 23.10.2017 «О пересмотре глубин заложения ПТ» (на 2 листах) 67

Приложение В (обязательно). Технические условия на проектирование объекта от 09.06.2021 г. (на 3 листах) 70

Приложение Г (рекомендуемое). Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 22.07.2021г. №05/01-исх-1446 (на 2 листах) 73

Таблица регистрации изменений 75

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

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

Сведения о площадках строительства представлены на основании технического отчета по инженерно-геодезическим изысканиям 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-01, инженерно-геологическим изысканиям 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-01, инженерно-гидрометеорологическим изысканиям 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГМИ-01, инженерно-экологическим изысканиям 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИЭИ-01 выполненных в марте-апреле 2021 года ПАО «Гипротюменнефтегаз».

В географическом отношении район проектирования расположен на территории Северо-Тямкинского месторождения, Уватского района, Тюменской области, Российской Федерации на землях лесного фонда Уватского лесничества, Жердняковского участкового лесничества.

Ближайшими населенными пунктами являются п. Салым (106 км в северном направлении), п. Демьянка (110 км северо-западном направлении), с. Уват (162 км западном направлении), п. Туртас ( 151 км в юго-западном направлении), с. Новый Васюган (282 км на юго-восток).

Транспортная связь с Тюменью осуществляется по автозимникам и промысловым дорогам ООО «РН-Уватнефтегаз».

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

Среднегодовая температура воздуха – минус 2,2 ºС, среднемесячная температура воздуха наиболее холодного месяца января – минус 23 ºС, а самого жаркого июля – 17,2 ºС. Абсолютный минимум температуры – минус 53 ºС, абсолютный максимум – 35 ºС.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки 0,98 обеспеченности минус 44 ºС; 0,92 обеспеченности – минус 40 ºС. Температура воздуха наиболее холодных суток 0,98 обеспеченности минус 47 ºС, 0,92 обеспеченности – минус 45 ºС. Температура воздуха холодного периода обеспеченность 0,94 – минус 26,1 ºС. Среднесуточная амплитуда температуры воздуха наиболее холодного месяца 10,7 ºС.

Средняя месячная относительная влажность воздуха в 15 часов наиболее холодного месяца 75 %. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 81 %. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 81 %.

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

Дата первого заморозка осенью – 16.08, последнего – 18.06. Продолжительность безморозного периода 58 дней.

Осадков в районе выпадает много, особенно в теплый период с апреля по октябрь – 425 мм, в холодное время с ноября по март – 152 мм, годовая сумма осадков – 577 мм. Соответственно держится высокая влажность воздуха, средняя относительная влажность меняется от 62 до 84%. Суточный максимум осадков 64 мм (метеостанция Демьянское).

Средняя дата образования снежного покрова 23.10, дата схода 12.05. Сохраняется снежный покров 193 дня. Сохраняется снежный покров 193 дня.

Максимальная декадная высота снежного покрова 5 % обеспеченности – 70 см (открытый участок). Перенос снега за зиму средний – 134 м³/м, максимальный – 306 м³/м.

По нормативному ветровому давлению территория относится к I району, по снеговым нагрузкам – к IV, район гололедности – II. Нормативное значение ветрового давления 0,23 кПа, нормативный вес снегового покрова для района – 2,0 кПа, нормативная толщина стенки гололеда 5 мм, температура воздуха при гололеде минус 5 ºС.

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

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

По климатическому районированию для строительства территория относится к I климатическому району, к подрайону – IВ.

Среди современных физико-геологических процессов и явлений, осложняющих условия инженерно-хозяйственного освоения района, следует отметить дальнейшее заболачивание территории и образование торфов с низкой несущей способностью, сезонное промерзание-оттаивание и пучение грунтов деятельного слоя, подтопление территории.

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

Глубина промерзания обусловлена, в основном, литологическим составом поверхностного слоя, его предзимней влажностью, а также режимом снегонакопления. На оголенных, приподнятых поверхностях, откуда снег сдувается ветром, промерзание идет быстрее, в обводненных понижениях – медленнее.

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

В зоне сезонного промерзания залегают торф и суглинки.

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

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

Район изысканий частично характеризуется высоким уровнем залегания подземных вод.

Высокий уровень стояния подземные вод приводит к подтоплению территории.

По подтопляемости район изысканий относится к подтопленным в естественных условиях. По времени развития процесса участок изысканий является постоянно подтопленным.

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

Территория изысканий является естественно подтопленной (с глубинами залегания уровня подземных вод менее 3 м).

Район изысканий относится к весьма опасной категории по подтоплению.

Район изысканий относится к умеренно опасной категории по землетрясениям. 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 соглашению между Разработчиком и Заказчиком

## 3 СВЕДЕНИЯ О ПРОЧНОСТНЫХ И ДЕФОРМАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИКАХ ГРУНТА

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

В результате анализа значений частных показателей физико-механических свойств грунтов с учётом геологического строения и литологических особенностей грунтов в пределах проектируемых объектов выделено пять (ИГЭ) инженерно-геологических элементов.

По относительной деформации пучения:

- ИГЭ 204 Суглинок мягкопластичный (εfh = 9,1 %) – сильнопучинистый;
- ИГЭ 203 Суглинок тугопластичный (εfh = 6,2 %) – среднепучинистый;
- ИГЭ 202 Суглинок полутвердый (εfh = 4,4 %) – сильнопучинистый;
- ИГЭ 923 – Торф сильноразложившийся маловлажный (εfh = 12,4 %) – чрезмерно пучинистый.

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

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

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

Появившийся и установившийся уровень подземных вод отмечен на глубине 0,1-9,0 м, абсолютные отметки находятся в интервале 81,57-91,06 м. Водоносный горизонт приурочен к болотным и озерно-аллювиальным отложениям. Вмещающими породами служат торф, а также суглинки мягкопластичные, песок пылеватый.

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

По химическому составу грунтовые воды гидрокарбонатно-сульфатные натриево-магниевые.

По степени агрессивного воздействия подземные воды:

- по бикарбонатной щелочности (HCO3-) на бетон марки W4 – неагрессивные (2,1 мг-экв/дм$^3$);

- по водородному показателю (pH) на бетоны марок W4-W12 – неагрессивные (6,78 д. ед.);

- по содержанию агрессивной углекислоты (CO2) на бетон марки W4 – среднеагрессивные, на бетон марки W6 – слабоагрессивные, на бетон марки W8 – неагрессивные (95,7 мг/дм3).

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

Подземные воды неагрессивные по степени агрессивного воздействия жидких сульфатных сред (SO4 62,8 мг/дм3), содержащих бикарбонаты, для бетонов марок по водонепроницаемости W4-W8 (портландцементы и сульфатостойкие цементы).

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

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

## 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) трубопровод относится к 7-ой категории по классификации транспортируемого продукта.

Исходя из назначения и параметров, в соответствии с действующим нормативным документом Российской Федерации ГОСТ Р 55990-2014:

- нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения (далее по тексту – нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис) относится к промысловым трубопроводам II класса, категории Н.;

- нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения (далее по тексту – нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1, участок Т.14-Т.15) относится к промысловым трубопроводам II класса, категории Н.

На основании таблицы 4 ГОСТ Р 55990-2014 для нефтегазосборных трубопроводов принята категория С:

- на переходах через автомобильные включая участки по 25 м в каждую сторону от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна;

- на узлах запорной арматуры, а также участки трубопровода длиной 250 м, примыкающий к узлам;

- на пересечениях с подземными коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации.

На основании ПУЭ (изд. 7), п. 2.5.290 для нефтегазосборного трубопровода принята категория С при пересечении с ВЛ на расстоянии 1000 м в обе стороны от пересечения.

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

## 6 СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТНОЙ МОЩНОСТИ (ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ) ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Проектируемые нефтегазосборные трубопроводы от кустов скважин №1 и №1-бис предназначены для транспорта нефтегазовой смеси от площадки кустов №1 и №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения.

Максимальный объем перекачиваемой жидкости:

- участок от куста №1-бис до Т.15 – 117,75 тыс.м³/год;
- участок Т.15 –Т.13 – 615,43 тыс.м³/год.
- участок Т.14 –Т.15 – 497,68 тыс.м³/год;

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

# 7 ПОКАЗАТЕЛИ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Состав проектируемых сооружений трубопроводов приведен в таблице 7.1.

**Таблица 7.1 – Перечень проектируемых сооружений**

| Наименование объектов | Характеристика | Количество |
|---|---|---|
| Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения | DN200, PN40 | 385 м |
| | DN250, PN40 | 1365 м |
| Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения | DN200, PN40 | 1888 м |

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

Подробная информация о характеристиках и мест установки запорной арматуры описана в разделе 13.8-13.9.

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

## 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 14918-2020. Данный вид теплоизоляции за счет низкого коэффициента теплопроводности обеспечивает снижение теплопотерь 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 соглашению между Разработчиком и Заказчиком

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

Потребность в основных строительных машинах и механизмах, необходимых при строительно-монтажных работах, определена исходя из состава бригад и технологической схемы строительства по видам работ, с учетом условий строительства и представлена в томе 1750620/0817Д-П-007.016.000-ПОС-01.

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

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

# 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 ПРОМЫСЛОВОГО ТРУБОПРОВОДА 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 1750620/0817Д-П-007.016.000-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.

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

## 11.1 Общие положения

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

Объектами автоматизации являются УЗА на нефтегазосборном трубопроводе от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения и на нефтегазосборном трубопроводе от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения до ЦПС Тямкинского месторождения.

## 11.2 Объем автоматизации

Проектные решения выполнены в соответствии с Положением компании «Автоматизированная система управления технологическими процессами нефтегаздобычи. Требования к функциональным характеристикам» № П3-04 Р-0389.

На УЗА предусматривается контроль давления по месту до и после ручной арматуры. Схема автоматизации дана на чертеже 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТЛ-01-Ч-001.

## 11.3 Средства измерений

Средства измерений, предназначенные для установки на открытом воздухе в районе с температурой окружающей среды от минус 53 °С, имеют климатическое исполнение «ХЛ» с категорией «1» ,имеют пыле- и влагозащищенные корпуса. По степени конструктивной защищенности от внешних механических воздействий имеют исполнение не ниже IP65.

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

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

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

### 11.4 Размещение и монтаж средств измерений

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

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

### 11.5 Обеспечение единства измерений

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

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

- действующие сертификат или декларацию на соответствие (схема 5д) требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержденные РК ТС от 18.10.2011 №823;

- действующий сертификат соответствия техническому регламенту таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденные РК ТС от 18.10.2011 № 825;

- действующее свидетельство (сертификат) об утверждении типа средств измерений с описанием типа;

- действующее свидетельство о первичной поверке со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки Заказчику;

- методику поверки;

- паспорт, техническое описание, инструкции по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

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

Все средства измерения обладают показателями точности не выше типовых значений, приведенных в Положении Компании П3-04 Р-0389.

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

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

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;
- паспорта заводов-изготовителей на вновь установленные средства измерений;
- описание методик метрологических поверок;
- периодичность проведения метрологических поверок;
- значения нормируемых характеристик по ГОСТ 8.009-84;
- установленный срок эксплуатации;
- порядок монтажа, эксплуатации, обслуживания, хранения, транспортирования.

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

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

Техническое обслуживание промысловых трубопроводов 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 промысловых трубопроводов включает:

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

- выполнение необходимого комплекса профилактических мероприятий, обеспечивающих сохранность и работоспособность сооружений линейной части промысловых трубопроводов;

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

- обследование линейной части промысловых трубопроводов при аварийных ситуациях из-за снижения давления, вызванного не по техническим причинам, а также при сообщениях о розливе продукта.

Ремонтное хозяйство, обслуживающее проектируемый трубопровод, располагается на Тямкинском месторождение (Приложение В).

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

# 13 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

## 13.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Нефтегазоводяная смесь от куста скважин №1 (участок Т.14-Т.15) и №1-бис транспортируется по проектируемым нефтегазосборным трубопроводам до подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения - ЦПС Тямкинского месторождения в соответствии с техническими условиями на проектирование (Приложение Б).

Проектом предусмотрены узлы запорной арматуры для подключения мобильных камер запуска/приема очистных устройств.

Схема трубопроводов дана на чертеже 1750620/0817Д-П-007.016.000-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 на 2024 год**

| Номер куста | Наименование | Значение |
|---|---|---|
| МФНС | Добыча нефти, тыс.т/год | 2289 |
| | Добыча жидкости, тыс.т/год | 2586,8 |
| | Газовый фактор, $м^3/м^3$ | 55,23 |
| Куст №1 Северо-Тямкинского м/р | Добыча нефти, тыс.т/год | 295,39 |
| | Добыча жидкости, тыс.т/год | 914,5 |
| | Газовый фактор, $м^3/м^3$ | 86,14 |
| Куст №1-бис Северо-Тямкинского м/р | Добыча нефти, тыс.т/год | 54,74 |
| | Добыча жидкости, тыс.т/год | 128,1 |
| | Газовый фактор, $м^3/м^3$ | 86 |

## 13.3 Характеристика параметров трубопроводов

Исходные данные, положенные в основу расчета промысловых трубопроводов представлены в таблицах 13.2 - Таблица 13.5.

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

| Наименование параметра | | Ед. измерения | Значение |
|---|---|---|---|
| Плотность нефти при 20 °С | | кг/м³ | 869 |
| Вязкость кинематическая при 20 °С | | мПа*с | 21,73 |
| Массовое содержание | Серы | % (масс.) | 0,83 |
| | Смол силикагелевых | % (масс.) | 6,64 |
| | Асфальтенов | % (масс.) | 1,1 |

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

| Наименование параметра | | Ед. измерения | Значение |
|---|---|---|---|
| | Парафинов | % (масс.) | 3,61 |
| Температура застывания | | °С | -8 |
| Температура плавления парафина | | °С | 56 |
| Температура начала кипения | | °С | 76 |
| Объемный выход фракций | н.к. - 100 °С | % (об.) | - |
| | до 150 °С | % (об.) | 24 |
| | до 200 °С | % (об.) | 24 |
| | до 250 °С | % (об.) | 24 |
| | до 300 °С | % (об.) | 37 |
| Молярная масса | | г/моль | 2463 |

**Таблица 13.3 – Компонентный состав попутного нефтяного газа при однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях (P=101 325 Па, T=20°C)**

| Наименование компонента | Химическая формула | Содержание, %(мол.) |
|---|---|---|
| Сероводород | H2S | - |
| Углекислый газ | CO2 | 0,71 |
| Азот | N2 | 1,41 |
| Метан | CH4 | 81,85 |
| Этан | C2H6 | 7,81 |
| Пропан | C3H8 | 5,38 |
| и-Бутан | i-C4H10 | 0,75 |
| н-Бутан | n-C4H10 | 1,4 |
| и-Пентан | i-C5H12 | 0,25 |
| н-Пентан | n-C5H12 | 0,27 |
| Гексаны | C6H14 | 0,13 |
| Гептаны | C7H16 | 0,04 (C7 + высшие) |
| Октаны | C8H18 | - |
| Остаток (C9 + высшие) | - | - |

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

| Наименование параметра | | Ед. измерения | Значение |
|---|---|---|---|
| Плотность при 20°С | | кг/м³ | 1007 |
| Минерализация | | г/л | 15 |
| pH | | | 7,4 |
| Содержание ионов | $Cl^-$ | г/л | 9,063 |
| | $SO_4^{2-}$ | г/л | 0,0528 |
| | $HCO_3^-$ | г/л | 1,739 |
| | $Ca^{2+}$ | г/л | 0,184 |
| | $Mg^{2+}$ | г/л | 0,0476 |
| | $Na^+ + K^+$ | г/л | 6,268 |

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

**Таблица 13.5 – Исходные данные для гидравлического расчета нефтегазосборного трубопровода**

| Наименование показателя | Единица измерения | Величина |
|---|---|---|
| Протяженность трассы:<br>- К1 – точка подключения (участок от Т.14 до Т.15)<br>- К1-бис – точка подключения | <br>м<br>м | <br>1888<br>1750 |
| Количество рабочих дней в году | дней | 365 |
| Температура жидкости на выходе из К2-бис | °С | 80,0 |
| Давление в начале участка на выходе из К1-бис, не более | МПа | 3,6 |
| 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 нефтегазосборных трубопроводов определен на основании результатов гидравлического расчета.

Гидравлический расчет трубопровода выполнен на максимальный объем транспорта продукта от кустов скважин №1, №1-бис Северо-Тямкинского месторождения.

Результаты гидравлического расчета трубопроводов представлены в таблице 13.6.

**Таблица 13.6 - Результаты гидравлического расчета нефтегазосборных трубопроводов от кустов №1 и №1-бис Северо-Тямкинского месторождения на 2024 год (год максимальной добычи)**

| Участок | d, мм | $Q_ж$, $м^3$/сут. | $P_Н$, МПа | $P_К$, МПа | tн,°С | tк,°С | V, м/с |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| МФНС - Т.5 | 530 | 8092,0 | 2,14 | 2,12 | 80,00 | 75,54 | 1,56 |
| Т.5 - Т.11 | 530 | 8092,0 | 2,12 | 1,52 | 75,54 | 9,86 | 1,56 |
| К1 Сев.-Тямк - Т.14 | 219 | 2604,1 | 1,69 | 1,68 | 60,00 | 59,84 | 2,96 |
| Т.14 - Т.11 | 219 | 1035,0 | 1,68 | 1,52 | 59,84 | 33,04 | 1,14 |
| Т.11 - Т.13 | 530 | 9127,1 | 1,52 | 1,43 | 14,03 | 11,48 | 1,31 |
| **Т.14 - Т.15** | 219 | 1569,1 | 1,68 | 1,51 | 59,84 | 46,99 | 1,73 |
| **К1бис Сев.-Тямк - Т.15** | 219 | 371,3 | 1,52 | 1,51 | 80,00 | 63,67 | 0,35 |
| **Т.15 - Т.13** | 273 | 1940,4 | 1,51 | 1,42 | 49,97 | 41,71 | 1,47 |
| Т.13 - ЦПС | 530 | 11067,5 | 1,43 | 0,60 | 19,01 | 8,83 | 3,28 |

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

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

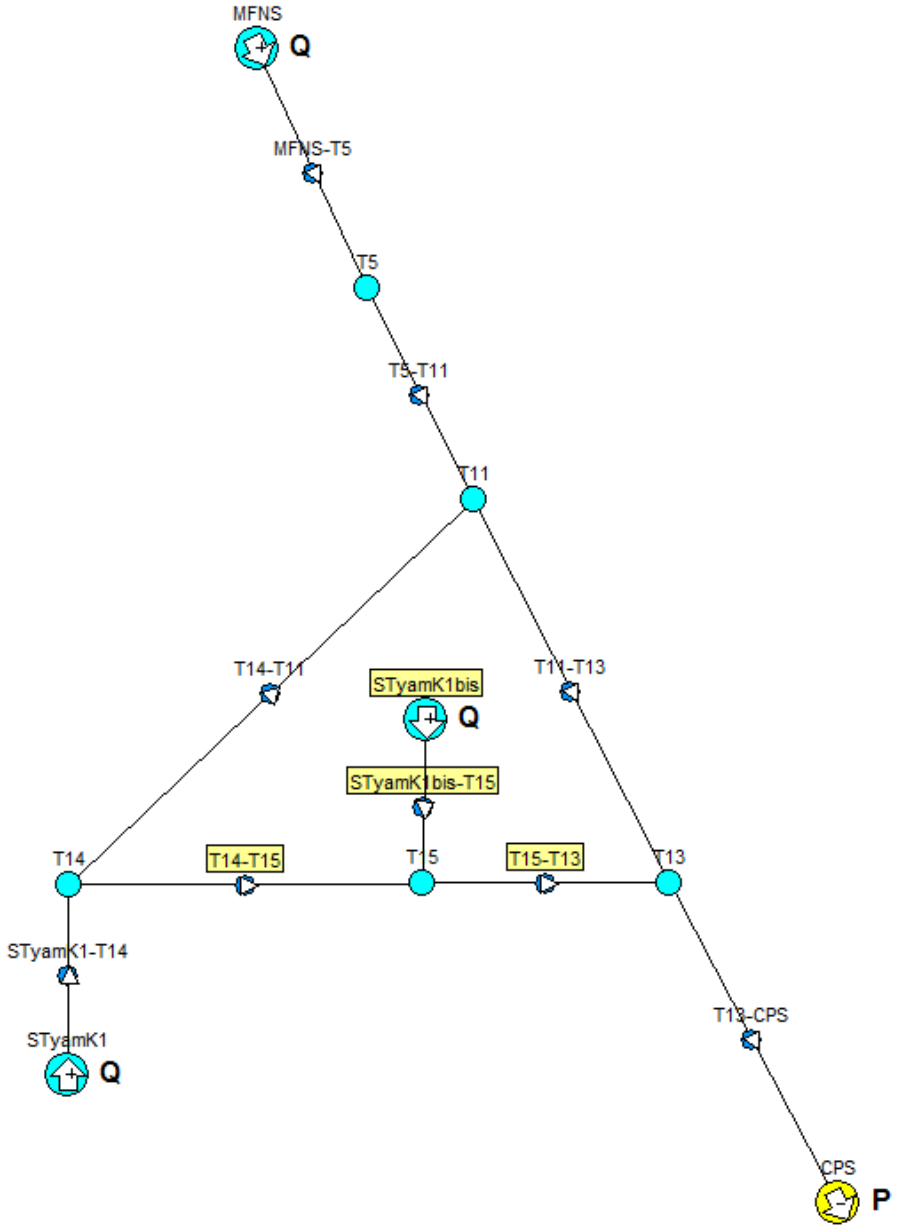



**Рисунок 1 – Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов**

Анализ гидравлического расчета показал, что для транспорта заданного количества продукции требуются трубопроводы диаметром:

- DN200 на участке от Т.14 до Т.15;
- DN200 на участке от куста №1-бис до Т.15;
- DN250 на участке от Т.15 до Т.13.

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

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

Рабочее давление нефтегазосборных трубопроводов, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации, составляет:

- 1,51 МПа – 1,68 МПа на участке от Т.14 до Т.15;
- 1,51 МПа – 1,52 МПа на участке от куста №1-бис до Т.15;
- 1,51 МПа – 1,42 МПа на участке от Т.15 до Т.13.

Максимально допустимое рабочее давление 4,0 МПа.

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

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

Выбор деталей 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.

Для футляров приняты трубы стальные электросварные прямошовные, выполненные контактной сваркой токами высокой частоты, класса прочности не ниже К48, без заводской внутренней и наружной антикоррозионной изоляции.

Технические характеристики применяемых труб на линейной части представлены в таблицах 13.7-13.8.

**Таблица 13.7 - Технические характеристики прямошовных труб**

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

**Таблица 13.8 - Технические характеристики прямошовных труб для футляров**

| Класс прочности | σ вр., МПа | σ тек., МПа | Минимально допустимые значения ударной вязкости KCU-60 °С. Дж/см$^2$ (кгс*м/см$^2$) | |
|---|---|---|---|---|
| | | | основной металл | сварные соединения |
| К48 | 460 | 360 | 24,5 | 29,4 |

Трубы проходят испытание на минимальную ударную вязкость KCU-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 KCU-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 на всем участке трубопровода принята не ниже минус 5 °С (прокладка в торфяных грунтах), не ниже минус 20 °С (для минеральных грунтов).

## 13.7 Обоснование толщины стенки труб

Результаты расчета толщины стенки и потребное количество труб указаны в таблицах 13.9 - 13.12.

**Таблица 13.9 – Результаты расчета толщины стенки труб**

| Диаметр трубы, мм | Категория участка | Рабочее давление, Р, МПа | Коэффициент надежности | | | | Коэффициент условий работы, $\gamma_{dy}$ | Толщина стенки, мм | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $\gamma_{mu}$ | $\gamma_{my}$ | $\gamma_n$ | $\gamma_{fp}$ | | Расчетная, $t_d$ | Принятая, $t_н$ |
| 219 | С | 4,0 | 1,47 | 1,15 | 1,1 | 1,15 | 0,767 | 2,31 | 8,00 |
| 273 | С | 4,0 | 1,47 | 1,15 | 1,1 | 1,15 | 0,767 | 2,88 | 8,00 |

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

Условные обозначения:

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

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

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

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

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

$t_н$ – принятая номинальная толщина стенки, мм.

**Таблица 13.10 – Результаты расчета отбраковочной (критической) толщины стенки труб**

| Наружный диаметр $d_e$, мм | $t_{крит\_таб}$, мм | $t_d$, мм | $t_{крит}$, мм |
|---|---|---|---|
| 219 | 2,50 | 2,31 | 2,50 |
| 273 | 3,00 | 2,88 | 3,00 |

Условные обозначения:

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

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

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

**Таблица 13.11 – Результаты расчетов срока эксплуатации трубопроводов**

| Наружный диаметр $D$, мм | Тип проверяемого объекта | $t_н$, мм | $t_{доп}$, мм | $t_{f0}$, мм | $t_{крит}$, мм | $T_{экспл}$, год | $T_{проект}$, год |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 219 | труба | 8,00 | 0,80 | 7,20 | 2,50 | 57,0 | 20,0 |
| 273 | труба | 8,00 | 0,80 | 7,20 | 3,00 | 52,0 | 20,0 |

Условные обозначения:

$t_н$ – принятая номинальная толщина стенки трубы, мм;

$t_{доп}$ – предельные отклонения по толщине стенки труб (минусовой допуск), мм;

$t_{f0}$ – фактическая минимально возможная толщина трубы на начало эксплуатации, мм;

$t_{крит}$ – толщина стенки трубы (или детали трубопровода), при которой она должна быть изъята из эксплуатации, мм. Значение критической толщины стенки при отбраковке принято равным большему значению из расчетной величины, определенной в соответствии с п. 12.2.1.1 ГОСТ Р 55990-2014 и табличного значения, принятого в соответствии с таблицей 1 приложение 8 ФНиП № 534, мм.

$T_{экспл}$, – расчетный срок эксплуатации трубопроводов, год;

$T_{проект}$, – срок эксплуатации трубопроводов указанный в задании на проектирование, год.

Примечание: В таблице приведены результаты расчета для коррозии 0,1 мм/год. В значении расчетного срока эксплуатации трубопроводов учтен гарантированный срок службы внутреннего покрытия 10 лет.

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

**Таблица 13.12 - Потребное количество труб**

| Наименование | Количество | Масса ед. | Примечание |
|---|---|---|---|
| Труба 219х8 | 2273 м | 41,63 кг/м | |
| Труба 273х8 | 1365 м | 52,28 кг/м | |
| Труба 426х10 (футляр) | 48 м | 102,59 кг/м | |
| Труба 530х10 (футляр) | 15 м | 128,24 кг/м | |

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

Принятая толщина стенки труб определялась с учетом:

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

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

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

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

- на узле подключения №1 (Т.14) нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1, совмещенного с узлом для подключения мобильной камеры запуска СОД;
- на узле подключения нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1-бис к технологическому трубопроводу на кусте скважин №1-бис;
- на узле подключения №2 (Т.15) нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №1-бис и от куста скважин №1, совмещенного с узлами для подключения мобильных камер приема/запуска СОД;
- на узле №4(ПК11+84.96) для перспективного подключения нефтегазосборного трубопровода от скважины №224Р;
- на узле подключения №5 (Т.13) нефтегазосборного трубопровода от куста скважин №1-бис в нефтегазосборный трубопровод «МФНС Южно-Петьегского месторождения - ЦПС Тямкинского месторождения»;
- на узлах для мониторинга состояния внутреннего покрытия труб, находящихся на площадках узлов запорной арматуры для подключения мобильных камер приема СОД.

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

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

Оборудование на проектируемых участках промысловых трубопроводов отсутствует.

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

Для измерения давления смеси до запорной арматуры и после них устанавливаются технические манометры.

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

Запорная арматура имеет действующие сертификаты или декларации на соответствие (схема 5д) требованиям технического регламента таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», утвержденные РК ТС от 18.10.2011 №823, приложенные к паспорту на изделие.

Места установки запорной арматуры на линейной части показаны на схеме, чертеж 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-001.

Потребное количество арматуры, приведено в таблице 13.13.

**Таблица 13.13 – Потребное количество арматуры**

| Номер объекта | Тип арматуры | Количество, шт. |
|---|---|---|
| УЗА №1 (Т.14) | Кран шаровой DN200, PN40, фланцевый | 6 |
| | Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый | 1 |
| | Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая | 7 |
| УЗА №2 (ПК0) | Кран шаровой DN200, PN40, фланцевый | 1 |
| | Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая | 2 |
| УЗА №3 (Т.15) | Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый | 4 |
| | Кран шаровой DN200, PN40, фланцевый | 5 |
| | Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый | 2 |
| | Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая | 10 |
| УЗА №4 (ПК11+91.93) | Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый | 1 |
| | Кран шаровой DN100, PN40, фланцевый | 1 |
| | Обратный клапан DN100, PN40, фланцевый | 1 |
| | Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая | 3 |
| УЗА №5 (Т.13) | Кран шаровой DN250, PN40, фланцевый | 3 |
| | Кран шаровой DN150, PN40, фланцевый | 1 |
| | Задвижка клиновая DN80, PN40, фланцевая | 4 |

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

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

### 13.10 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;
- определение положения трубопровода на местности;
- определение глубины залегания трубопровода;
- визуальный и измерительный контроль;
- ультразвуковая толщинометрия;
- определение целостности и адгезии защитного покрытия.

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

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

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

С падением объема перекачки жидкости дополнительной необходимости подогрева не возникает.

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

Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, с указанием класса опасности отходов согласно Федеральному классификационному каталогу отходов, утвержденному приказом Росприроднадзора от 22.05.2017г. № 242 и СП 2.1.7.1386-03, представлены в томе 8.1.1 1750620/0817Д-П-007.016.000-ООС1-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Охрана окружающей среды.».

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

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

Сведения о классификации токсичных отходов, местах и способах обращения с ними, приведены в томе 8.1.1 1750620/0817Д-П-007.016.000- ООС1-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Охрана окружающей среды».

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

Прямое загрязнение водных объектов в виде регламентированного сброса потенциальных загрязнителей со сточными водами непосредственно в поверхностные водные объекты отсутствует на всех стадиях реализации проектной документации.

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 1750620/0817Д-П-007.016.000-ООС1-01 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Охрана окружающей среды».

### 13.15 Оценка возможных аварийных ситуаций

Оценка возможных аварийных ситуаций приведена в томе 12.1 1750620/0817Д-П-007.016.000-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.

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

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

Ближайшими населенными пунктами являются п. Салым (106 км в северном направлении), п. Демьянка (110 км северо-западном направлении), с. Уват (162 км западном направлении), п. Туртас (151 км в юго-западном направлении), с. Новый Васюган (282 км на юго-восток) от участка нефтегазосборных трубопроводов от куста скважин №1, №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Расстояния от населенных пунктов до оси проектируемых нефтегазосборных трубопроводов II класса DN200 и DN250 составляет не менее 110 км, что говорит о степени безопасности населенного пункта.

Проектируемые трубопроводы не пересекают мосты, железные дороги и другие объекты, указанные в таблице 6 ГОСТ Р 55990-2014, кроме объектов, описанных в п. 13.17.1-13.17.4 и определенных как опасные участки.

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

- увеличение глубины залегания при пересечении с автодорогами;
- увеличение глубины залегания при пересечении с коммуникациями;
- предусмотрен 100% контроль стыков;
- для труб и деталей выполнено защитное покрытие усиленного типа и внутреннее изоляционное покрытие;
- на переходах через автодороги заложены защитные кожухи;
- предусмотрена внутритрубная и/или приборная диагностика.
- оснащение трубопроводов узлами запорной арматуры для подключения мобильных камер СОД;
- оснащение трубопровода съемными катушками для определения состояния внутреннего покрытия.

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 и вдоль подводного перехода в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, относящимися от оси перехода на 100 м с каждой стороны в соответствии с п. 4.1 «Правила охраны магистральных трубопроводов».

## 13.17 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопроводов

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

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

При выборе трасс учтены расстояния от объектов, расположенных вблизи проектируемого трубопровода и расстояния между существующими и проектируемыми коммуникациями в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п. 7.2 и 8) и ПУЭ (п. 2.5.287-2.5.290 при подземной прокладке) и п. 2.5.278 (до надземной части запорной арматуры):

- от ВЛ 35 кВ – не менее 5 м (при подземной прокладке);
- не менее полутократной высоты опоры от ВЛ до надземной арматуры;
- от подошвы насыпи автодороги – не менее 10 м;

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

- не менее 5 м от существующего трубопровода DN100.

На всем протяжении трассы 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 предусмотрены П-образные и трапецеидальные компенсаторы для исключения гофр при температурных расширениях.

Информация по местам установки, габаритам, типу и количеству компенсаторов приведена на листах 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-002, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-003, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-004.

По трассе трубопроводов предусмотрена установка знаков опознавательных с указанием на них километража. В соответствии с п. 32, 33 Приложения А, знаки устанавливаются в пределах видимости, но не более чем через 500 м, а также дополнительно на углах поворота. Предупредительные знаки устанавливаются на пересечениях с автодорогами и реками по одному знаку с каждой стороны перехода и по одному при пересечении с коммуникациями и ВЛ.

Обоснование глубины прокладки описано в разделе 0.

### *13.17.1 Переходы трубопроводов через автомобильные дороги*

Пересечение трубопроводом автомобильных дорог выполнено в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014.

Переходы проектируемого трубопровода через автодорогу запроектировано подземно открытым способом в защитном футляре.

Глубина прокладки трубопровода под дорогой принята не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра.

Для защиты изоляции трубопровода при протаскивании через защитный футляр устанавливаются опорно-направляющие кольца. Концы футляра заделываются резиновыми герметизирующими манжетами с хомутами-стяжками. Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на нее устанавливается защитное укрытие.

Защитный футляр предусмотрен из труб DN400, описанных в п. 13.6.

Устройство футляра показано на чертеже 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-009.

Информация о количестве пересекаемых автомобильных дорог приведена в таблице 13.14.

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

**Таблица 13.14 - Ведомость пересекаемых автомобильных дорог**

| Ось дороги | Тип пересекаемой автомобильной дороги | Тип покрытия | Угол пересечения | Способ перехода | Владелец |
|---|---|---|---|---|---|
| Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения | | | | | |
| 0+90.95 | Изысканная трасса автомобильной дороги от автодороги на куст №1 Северо-Тямкинского месторождения до куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения (ПК21+22.36) | - | 90° | Траншейный в футляре | ООО «РН-Уватнефтегаз» |
| 3+50.04 | Технологический вдольтрассовый проезд от куста №1 Северо-Тямкинского месторождения до Радонежского месторождения (1750619/0156Д) | - | 90° | Траншейный в футляре | ООО «РН-Уватнефтегаз» |

### *13.17.2 Пересечения трубопроводов с ВЛ*

Проектируемые трубопроводы при своем следовании пересекают существующие ВЛ. Пересечения с линиями электропередач осуществляется в соответствии с ПУЭ МинЭнерго России и ГОСТ Р 55990-2014.

При пересечении расстояние от заземлителя или подземной части опоры составляет не менее 5 м.

Информация о количестве пересекаемых ВЛ приведена в таблице 13.15.

**Таблица 13.15 – Ведомость пересечений с ВЛ**

| Пикет | Тип пересекаемой ВЛ | Угол пересечения | Способ перехода |
|---|---|---|---|
| Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения | | | |
| 1+15.74 | каб. 380В | 12°00’ | Траншейный |
| 1+42.18 | ВЛ 35 кВ | 59°00’ | Траншейный |
| 2+94.93 | каб. 380В | 25°00’ | Траншейный |
| 4+15.18 | каб. 380В | 25°00’ | Траншейный |
| Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторожде- | | | |

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

| Пикет | Тип пересекаемой ВЛ | Угол пересечения | Способ перехода |
|---|---|---|---|
| ния до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения | | | |
| 4+65.81 | ВЛ 220 кВ Демьяновское - Пихтовое | 75°00’ | Траншейный |
| 12+10.73 | каб. 380В | 58°00’ | Траншейный |

### *13.17.3 Переходы трубопроводов через водные преграды*

Решения по переходу водных преград приняты в соответствии с Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» и в соответствии с ГОСТ Р 55990-2014.

Проектируемые трубопроводы пересекают реку Лосиная (Первая) и ручей. Переход через реку предусмотрен подземно открытым способом в защитном футляре DN400 (на пересечении р. Лосиная) и DN500 (на пересечении ручья) .

Заглубление принято не менее чем на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва русла ручья с учетом возможных деформаций в течение 25 лет после окончания строительства перехода, но не менее 1 м от естественных отметок дна реки до верха забалластированного футляра на трубопроводе.

Для защиты изоляции трубопровода при протаскивании через защитный футляр устанавливаются опорно-направляющие кольца. Концы футляра заделываются резиновыми герметизирующими манжетами с хомутами-стяжками. Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на нее устанавливается защитное укрытие.

Устройство футляра показано на чертеже 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-010.

Информация о количестве пересекаемых водных преград приведена в таблице 13.16.

**Таблица 13.16 – Ведомость пересечений с водными преградами**

| Пикет | Наименование водотока | Ширина в межень | Глубина в межень | Способ перехода |
|---|---|---|---|---|
| Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения | | | | |
| 10+44.91 | р. Лосиная (Первая) | 3,99 | 0,5 | Траншейный в футляре |
| Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения | | | | |
| 14+64.20 | ручей без названия | 4,22 | 0,5 | Траншейный в футляре |

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

### *13.17.4 Пересечения трубопроводов с коммуникациями*

Проектируемые трубопроводы пересекают подземные коммуникации.

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

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

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

Информация о количестве пересекаемых подземных коммуникаций приведена в таблице 13.17.

**Таблица 13.17 – Ведомость пересекаемых коммуникаций**

| Пикетаж | Тип пересекаемой коммуникации | Марка (сечение), диаметр, мм | Угол пересечения | Глубина заложения, м | Способ перехода |
|---|---|---|---|---|---|
| Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения | | | | | |
| 3+38.87 | нефтепровод | 114 | 89°00’ | 1,00 | Траншейный |
| Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения | | | | | |
| 3+75.35 | нефтепровод | 114 | 90°00’ | 1,00 | Траншейный |

### 13.18 Контроль качества сварных стыков

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

- участки категории С – в объеме 100% радиографическим методом.

- участки категории Н – в объеме 25% радиографическим методом, 75% ультразвуковым 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 соглашению между Разработчиком и Заказчиком

### 13.19 Очистка полости и испытание трубопроводов

Трубопровод перед вводом в эксплуатацию проходит очистку и продувку (при пневматических испытаниях) и промывку (при гидравлических испытаниях). В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 и ВСН 011-88 трубопровод подвергается испытанию на прочность и проверяются на герметичность в два этапа.

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

Этапы испытания определяются в зависимости от категории участков.

Первому этапу пневматических испытаний в течение 12 часов на Рпр.=1,25Рраб.=5,0 МПа и Рисп.=Рраб.=4,0 МПа подлежат участки:

- узлов линейной запорной арматуры, а также участки, примыкающие к ним длиной по 250 м;

- перехода через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги.

Первому этапу гидравлических испытаний в течение 6 часов на Рпр.=1,25Рраб.=5,0 МПа и Рисп.=Рраб.=4,0 МПа подлежат участки:

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

Второй этап пневматических испытаний выполняется одновременно со всем трубопроводом, давлением на прочность, равным в верхней точке 1,1Рраб., продолжительность выдержки под этим давлением равно 12 часов. Проверка на герметичность выполняется после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего Рисп.=Рраб. и его выдержки в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов. Максимально допустимое рабочее давление нефтесборных трубопроводов составляет Рраб.=4,0 МПа.

При испытании в любой точке испытуемого участка трубопровода давление на прочность не должно превышать наименьшее гарантированное заводом-изготовителем испытательное давление элементов трубопровода.

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

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

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

- 600 м в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода при испытании,

- по 100 м в обе стороны от оси трубопровода при испытании.

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

- по 75 м в обе стороны от оси трубопровода и в направлении отрыва заглушки от торца трубопровода – 600 м.

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

### 13.20 Перечень мероприятий по защите 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 нефтегазосборных трубопроводов от кустов скважин №1 и №1-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 трубопроводов предусмотрено внутреннее антикоррозионное покрытие на основе эпоксидных красок. Антикоррозионное покрытие предназначено для труб с температурой эксплуатации плюс 80 °С.

Антикоррозионное покрытие наносится на стальные трубы в заводских условиях.

Для определения состояния внутреннего покрытия труб предусмотрена съемная катушка, совмещенная с площадкой узла запорной арматуры для подключения мобильных камер приема очистных устройств.

Для защиты от почвенной коррозии защитных футляров предусмотрено антикоррозионное покрытие, наносимое в трассовых условиях и соответствующее конструкции №15 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 1,2 мм.

На надземных участках предусмотрено антикоррозийное покрытие, соответствующее таблице 22 приложения 2 типовых требований Компании №П4-05.01 ТТР-0002 «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи,

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

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 соответствующее конструкции №14 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98. Толщина изоляции принята 1,8 мм на основании МУК «ЕТТ Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков на площадочных и линейных объектах» № П1-01.04 М-0041.

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.

Перед укладкой трубопроводов в траншею на всей поверхности труб выполняется контроль сплошности изоляционного покрытия искровым дефектоскопом.

### 13.21 Электрохимическая защита трубопроводов

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

Перечень защищаемых сооружений приведен в таблице 13.18.

**Таблица 13.18 Основные параметры защищаемых сооружений**

| Защищаемые сооружения | Диаметр | Протяженность |
|---|---|---|
| Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения | Труба 219х8 | 1,888 км |
| Защитный футляр через реку ПК10+47.24 | Труба 426х10 | 0,014 км |
| Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения | Труба 219х8 | 0,385 км |
| | Труба 273х8 | 1,365 км |

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

| Защищаемые сооружения | Диаметр | Протяженность |
|---|---|---|
| Защитный футляр через автодорогу ПК0+90.95 | Труба 426х10 | 0,017 км |
| Защитный футляр через автодорогу ПК3+50.00 | Труба 426х10 | 0,017 км |
| Защитный футляр через реку ПК14+66.31 | Труба 530х10 | 0,015 км |

С целью обеспечения длительного и безаварийного ресурса эксплуатации проектируемых трубопроводов, а так же повышения коррозионной стойкости приняты трубы - стальные прямошовные, выполненные контактной сваркой токами высокой частоты из низколегированной стали в заводской наружной антикоррозионной изоляции. Защитная наружная антикоррозионная изоляция от подземной коррозии представляет собой полиэтиленовое покрытие усиленного типа не менее 1.5 мм (ГОСТ Р 51164-98).

При переходе через реки и автодороги предусмотрены защитные футляры 426х10 мм в антикоррозионной изоляции, наносимой в трассовых условиях и соответствующей конструкции №15 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98, толщиной не менее 1,2 мм.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 сопротивление изоляции не менее $3x10^5$ Ом$^x$м$^2$.

По данным материалов инженерных изысканий, коррозионная агрессивность грунтов по отношению к углеродистой и низколегированной стали в соответствии с ГОСТ 9.602-2016 изменяется от низкой до средней, рекомендуется принять среднюю. Удельное электрическое сопротивление (УЭСГ) изменяется от 26,6 до 64,0 Ом*м.

### *13.21.1 Основные технические решения*

Согласно п.9.9.2 СП 284.1325800.2016 «Трубопроводы промысловые для нефти и газа. Правила проектирования и произ-водства работ» проектируемые подземные трубопроводы подлежат комплексной защите от коррозии защитными покрытиями и средствами ЭХЗ.

Согласно п.5.1 ГОСТ Р 51164-98 проектируемые средства ЭХЗ должны обеспечивать необходимую степень защиты (поляризации), соответствующую степени коррозионной агрессивности грунтов. При этом система ЭХЗ должна обеспечивать катодную поляризацию на всем протяжении трубопровода (и на всей его поверхности) в интервале потенциалов, регламентированных ГОСТ Р 51164-98 п.5.1.

Значения минимального и максимального защитных потенциалов в зависимости от условий прокладки (удельное сопротивление грунта) и эксплуатации трубопровода приведены в таблицах 13.19 - 13.20.

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

Согласно п.8.1.18 ГОСТ 9.602-2016 стальные футляры трубопроводов необходимо защищать средствами электрохимической защиты ЭХЗ.

**Таблица 13.19 - Минимальные защитные потенциалы**

| **Условия прокладки и эксплуатации трубопровода** | **Минимальный защитный потенциал относительно насыщенного медно-сульфатного электрода сравнения, В** |
|---|---|
| Грунты с удельным электрическим сопротивлением не менее 10 Ом·м | -0,85 |

**Таблица 13.20 - Максимальные защитные потенциалы**

| **Условия прокладки и эксплуатации трубопровода** | **Максимальный защитный потенциал относительно насыщенного медносульфатного электрода сравнения, В** |
|---|---|
| При прокладке трубопровода с полимерной изоляцией | -1,15 |

Защита проектируемого трубопровода и футляров от подземной коррозии защитными покрытиями осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 51164-98. Согласно требований которого, п.5.11.3 принята протекторная защита.

Для выполнения электрохимической защиты приняты магниевые протекторы с активатором. На основании расчета, выполненного в соответствии с методикой РД 91.020.00-КТН-234-10 «Нормы проектирования электрохимической защиты магистральных трубопроводов и сооружений НПС» для защиты трубопровода достаточна установка одного протектора. Согласно расчета, выполненного в соответствии с типовыми техническими решениями компании П4-06 ПДТП-0059 «Типовые технические решения. Для трубопровода «Нефтегазосборный трубопровод от точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения» сила тока в цепи протектор-трубопровод на конец периода эксплуатации 0,05 А, длина участка, защищаемого одним протектором на конец периода 5652 м, срок службы одного протектора 45,15 лет. По условию срока службы протекторов принято к установке 1 протектора. Для трубопровода «Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения до точки подключения в нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения – ЦПС Тямкинского месторождения» сила тока в цепи протектор-трубопровод на конец периода эксплуатации 0,05 А, длина участка, защищаемого одним протектором на конец периода 5652 м, срок службы одного протектора 45,14 лет. По условию срока службы протекторов принято к установке 1 протектора.

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

Катодная поляризация проектируемого трубопровода предусмотрена совместно с протекторной защитой футляра путем электрического соединения футляра с трубопроводом через разъемную перемычку и регулируемое электрическое сопротивление, путем установки блока диодно-резисторного (БДРМ). Величину сопротивления уточнить при проведении пуско-наладочных работ.

Для устранения возможного взаимного вредного влияния электрохимической защиты проектируемого трубопровода на существующие пересекаемые коммуникации, в местах пересечений предусмотрена установка блока БДРМ (по согласованию с владельцами трубопроводов, в случае выявления вредного влияния при выполнении пуско-наладочных работ).

Протектор присоединяют к футляру через контрольно-измерительный пункт (КИП), с помощью которого проверяют качество монтажа и эффективность защиты от коррозии, путем измерения электродного потенциала протектора, сопротивление цепи "протектор-трубопровод" и разность потенциалов "протектор-трубопровод". Измерения выполняют не менее чем через две недели после засыпки трубопровода и установки протекторов.

Узлы присоединения кабелей протекторной защиты к трубопроводу предусмотрено термитной сваркой с использованием медного термита.

Установка регулируемых перемычек в местах пересечения с инженерными коммуникациями должна вестись в присутствии представителей организаций, эксплуатирующих эти коммуникации.

Строительно-монтажные работы средств и установок электрохимической защиты производить согласно ВСН 009-88 "Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Средства и установки электрохимзащиты".

План размещения оборудования ЭХЗ приведен на чертеже 1750621/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-001-1750621/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-003, монтажные схемы подключений приведены на чертеже ЭХЗ 1750621/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-004.

### *13.21.2 Контроль состояния защиты от коррозии*

На основании ГОСТ Р 51164-98 п.6.4 разделы 6.4.1, 6.4.2 при контроле электрохимической защиты проводят измерение защитного потенциала на трубопроводе в местах установки контрольно-измерительных пунктов.

Измерения защитных потенциалов «Сооружение-земля» на всех контрольно-измерительных пунктах следует проводить не реже двух раз в год относительно неполяризующегося медно-сульфатного электрода сравнения прибором с входным сопротивлением не менее 10 МОм.

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

В соответствии с п. 10.5.16 СП 284.1325800.2016 для контроля эффективности и состояния защиты от коррозии, по трассе нефтегазопровода на участках прокладки нефтегазопровода с высокой агрессивностью грунтов , через каждые 500 метров устанавливаются контрольно-измерительные пункты (КИП) с медно-сульфатными электродами сравнения длительного действия. Контрольно-измерительные пункты дополнительно устанавливаются:

- - на концах расчетных зон защиты;
- - в пунктах подключения кабеля к трубопроводам от протекторных установок

Для измерения и контроля скорости коррозии предусматривается установка блоков пластин-индикаторов скорости коррозии.

Для измерения разности потенциалов предусматривается установка медно-сульфатных электродов сравнения, подключаемых к клеммникам в стойках КИП.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются в местах пересечения с другими металлическими сооружениями, на футлярах с двух сторон, с выводом проводников от трубопровода и от футляра на клеммник КИП для контроля отсутствия замыкания между трубопроводом и футляром.

Установка протекторов, КИП, медно-сульфатных электродов сравнения и датчиков скорости коррозии выполняется в соответствии с прилагаемыми к ним инструкциями.

Контрольно-измерительные пункты устанавливаются над осью трубопровода со смещением от нее не далее 0,2 м от точки подключения к трубопроводу контрольного провода.

Цепи протекторной защиты и измерительные цепи выполнены кабелем марки ВБШв 2х6 мм2. Кабели проложить на глубине 1,0 м.

После окончания монтажных работ выполнить замеры параметров ЭХЗ, при необходимости произвести корректировку.

### *13.21.3 Меры по предупреждению искрообразования при монтаже и эксплуатации защиты от коррозии*

Основой предупреждения искрообразования при монтаже и эксплуатации устройств системы электрохимической защиты является обеспечение постоянно замкнутой электрической цепи при действии средств ЭХЗ.

Искра может возникнуть в следующих случаях:

- при размыкании или замыкании цепи электрохимической защиты;
- при отсоединении или присоединении трубопровода к другим металлическим заземленным устройствам;

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

- при ремонте или аварии трубопровода в местах разрыва, а также в других аналогичных случаях разрыва цепи электрохимической защиты.
- Для предотвращения возможности искрообразования в цепи электрохимической защиты от коррозии необходимо выполнить следующие требования;
- обеспечить надежный контакт в местах клеммных и болтовых соединений цепи электрохимической защиты;
- при выполнении ремонтных работ, требующих разрыва цепи электрохимической защиты на длительное время, для обеспечения ее нормальной работы необходимо обеспечить надежное шунтирование всех возможных мест разрыва цепи, разность потенциалов на шунтирующем соединении не должна превышать 50 мВ;

Исключить возможность случайного перемыкания посторонними предметами (инструментом, отходами стальных труб, полосовой сталью) металлических сооружений.

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

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

Расчет необходимости компенсации трубопроводов 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 трубопроводов.

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

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

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

Допустимые радиусы изгиба трубопроводов в горизонтальной плоскости принят равным 200 м для трубопровода DN200, 250 м для трубопровода DN250.

Допустимые радиусы изгиба трубопроводов в вертикальной плоскости в зависимости от грунта приняты равным согласно таблице 13.21.

**Таблица 13.21 - Результаты расчетов упругих изгибов в вертикальной плоскости труб нефтегазосборных трубопроводов**

| Наружный диаметр, толщина стенки, мм. Класс прочности | Тип грунта | Радиус упругого изгиба в вертикальной плоскости, м | |
|---|---|---|---|
| | | не обводненный грунт | обводненный грунт |
| Труба 219х8 мм, К48 | ИГЭ 204 - Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный (связный грунт) | 600 | 600 |
| | ИГЭ 203 – Суглинок легкий пылеватый тугопластичный (связный грунт) | 500 | 550 |
| | ИГЭ 202 – Суглинок легкий пылеватый полутвердый (связный грунт) | 550 | 600 |
| | ИГЭ 444 – Песок пылеватый плотный водонасыщенный (несвязный грунт) | 600 | 1100 |
| | ИГЭ 923 – Торф сильноразложившийся маловлажный (связный грунт) | 550 | 550 |
| Труба 273х8 мм, К48 | ИГЭ 204 - Суглинок легкий пылеватый мягкопластичный (связный грунт) | 600 | 650 |
| | ИГЭ 203 – Суглинок легкий пылеватый тугопластичный (связный грунт) | 550 | 550 |
| | ИГЭ 202 – Суглинок легкий пылеватый полутвердый (связный грунт) | 550 | 600 |
| | ИГЭ 444 – Песок пылеватый плотный водонасыщенный (несвязный грунт) | 650 | 1300 |
| | ИГЭ 923 – Торф сильноразложившийся маловлажный (связный грунт) | 550 | 600 |

## 13.23 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы

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

Для расчета приняты следующие сочетания нагрузок:

- постоянные от собственного веса, воздействия предварительного упругого изгиба, веса грунта;

- временные длительные от внутреннего давления и температурного воздействия.

Приняты следующие значения нагрузок:

- давление, принятое для расчета – 4,0 МПа;

- температура продукта, принятая для расчета – 80°С.

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

- нагрузка от продукта – 274,9 Н/м (для трубопровода DN200), 440,54 Н/м (для трубопровода DN250).

### 13.24 Сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок

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

Трубопроводы дополнительно проверены на общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия.

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

Расчет трубопроводов выполнен с помощью лицензионного ПО «CPIPE4.0».

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

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

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

Физико-механические свойства грунтов приведены в таблице 13.22.

**Таблица 13.22 – Физико-механические свойства грунтов**

| ИГЭ | $\gamma_{gr}$, кг/м$^3$* | $\gamma_s$, кг/м$^3$ | $e$ | $c$, МПа* |
|---|---|---|---|---|
| 204 | 1820 | 2590 | 0,90 | 0,015 |
| 203 | 1860 | 2600 | 0,79 | 0,017 |
| 202 | 1880 | 2600 | 0,75 | 0,016 |
| 444 | 2040 | 2640 | 0,52 | 0,007 |
| 923 | 1060 | 1460 | 5,54 | 0,014 |

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

| ИГЭ | $\gamma_{gr}$, кг/м³* | $\gamma_s$, кг/м³ | $e$ | $c$, МПа* |
|---|---|---|---|---|
| 204 | 1820 | 2590 | 0,90 | 0,015 |

Примечания
$\gamma_{gr}$ – удельный вес грунта засыпки, кг/м³;
$\gamma_s$ – удельный вес частиц грунта, кг/м³;
e – коэффициент пористости грунта;
c – сцепление грунта, кПа.
(*) - в таблице приведены характеристики грунта с доверительной вероятностью 0,85.

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

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

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

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

- ± 0,0075D, но не более ± 3,2, для сварных труб.

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

- ± 0,005D, но не более ± 1,6, для сварных труб.

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

Предельные отклонения толщины стенки труб не должны превышать значений:

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

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

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

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

Перевозка труб должна осуществляться преимущественно седельными автопоездами - плетевозами. Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий по-

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

ставки 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 15º, 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 7º и более, перемещение автопоездов должно производиться с помощью дежурных тракторов, цепей противоскольжения на колесах, подсыпка песка или шлака и др.

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

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

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

При складировании труб запрещается:

- укладывать в один штабель трубы разного диаметра;
- производить укладку труб верхнего ряда до закрепления труб нижнего ряда;

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

- 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.

Места контакта труб с упорными и разделительными стойками должны быть облицованы амортизирующими материалами.

### 13.28 Обоснование глубины заложения трубопроводов на отдельных участках

Способ прокладки трубопровода принят подземный.

Глубина прокладки не менее 0,8 м до верха трубы принята согласно ГОСТ Р 55990-2014, Приложения А и Приложения Б.

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 подземными коммуникациями, водными преградами и автодорогами, где глубина заложения трубопроводов принимается в зависимости от способа прокладки, конструктивного решения, инженерно-геологических условий переходов и описаны в п. 13.17.1, 13.17.3, 13.17.4.

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

Для обеспечения устойчивости выполнены расчеты трубопровода против всплытия.

Результаты расчета балластировки рабочего трубопровода представлены в таблицах 13.23- 13.25.

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

**Таблица 13.23 - Результаты расчета нефтегазосборного трубопровода**

| Наименование | Единица измерения | Значение | |
|---|---|---|---|
| Коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода для участков прокладки трубопровода | - | 1,05 | 1,05 |
| Наружный диаметр трубопровода без учета изоляции | мм | 219 | 273 |
| Толщина стенки трубопровода | мм | 8 | 8 |
| Масса метра трубы с изоляцией (без учёта коэффициента надёжности по массе) | кг | 42,88 | 53,83 |
| Вес метра трубы с изоляцией (с учётом коэффициента надёжности) | Н/м | 420,61 | 528,12 |
| Выталкивающая сила воды (грунта) | Н/м | 406,68 | 628,59 |
| Интенсивность балластировки | Н/м | -13,93 | 100,47 |
| Марка пригруза | - | Балластировка не требуется | УБП-0,3а |
| Объем пригруза | $м^3$ | | - |
| Масса пригруза в воздухе (справочная или по среднему весу грунта) | кг | | 432 |
| Расстояние между пригрузами | м | | 20,1 |

**Таблица 13.24 - Результаты расчета балластировки футляров при переходах через дороги**

| Наименование | Ед. изм. | Значение |
|---|---|---|
| Коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода для участков прокладки трубопровода | - | 1,05 |
| Наружный диаметр футляра | - | 426 |
| Толщина стенки футляра | - | 10 |
| Наружный диаметр трубопровода | мм | 219 |
| Толщина стенки трубопровода | мм | 8 |
| Масса метра трубы с изоляцией (без учета коэффициента надежности по массе) | кг | 42,88 |
| Масса метра трубы футляра с изоляцией (без учета коэффициента надежности по массе) | кг | 104,07 |
| Вес метра трубы с изоляцией (с учётом коэффициента надёжности по массе) | Н/м | 420,61 |
| Вес метра трубы футляра с изоляцией (с учетом коэффициента надежности по массе) | Н/м | 1020,90 |
| Вес рабочего трубопровода | - | Учитывается |
| Вес метра трубы с футляром (с учётом коэффициента надёжности по массе) | Н/м | 1441,52 |
| Выталкивающая сила воды, грунта (с учетом коэффициента надежности) | Н/м | 1514,42 |
| Интенсивность балластировки | Н/м | 72,91 |
| Марка пригруза | - | УБП-0,4 |
| Объем пригруза | $м^3$ | - |

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

| Наименование | Ед. изм. | Значение |
|---|---|---|
| Масса пригруза в воздухе (справочная или по среднему весу грунта) | кг | 600 |
| Выталкивающая сила воды (грунта) действующая на футеровочное изделие | Н/комплект | 15,49 |
| Расстояние между пригрузами | м | 25 |

**Таблица 13.25 – Результаты расчета балластировки футляров при переходах через водные преграды**

| Наименование | Ед. изм. | Значение | |
|---|---|---|---|
| Коэффициент запаса устойчивости положения трубопровода для участков прокладки трубопровода | - | 1,10 | 1,05 |
| Наружный диаметр футляра | - | 426 | 530 |
| Толщина стенки футляра | - | 10 | 10 |
| Наружный диаметр трубопровода | мм | 219 | 273 |
| Толщина стенки трубопровода | мм | 8 | 8 |
| Масса метра трубы с изоляцией (без учета коэффициента надежности по массе) | кг | 42,88 | 53,83 |
| Масса метра трубы футляра с изоляцией (без учета коэффициента надежности по массе) | кг | 104,07 | 130,07 |
| Вес метра трубы с изоляцией (с учётом коэффициента надёжности по массе) | Н/м | 420,61 | 528,12 |
| Вес метра трубы футляра с изоляцией (с учетом коэффициента надежности по массе) | Н/м | 1020,90 | 1276,03 |
| Вес рабочего трубопровода | - | Учитывается | Учитывается |
| Вес метра трубы с футляром (с учётом коэффициента надёжности по массе) | Н/м | 1441,52 | 1804,15 |
| Выталкивающая сила воды, грунта (с учетом коэффициента надежности) | Н/м | 1586,54 | 2450,35 |
| Интенсивность балластировки | Н/м | 145,02 | 646,20 |
| Марка пригруза | - | 2-УТК426-12 | 2-УТК530-12 |
| Объем пригруза | $м^3$ | - | - |
| Масса пригруза в воздухе (справочная или по среднему весу грунта) | кг | 640 | 740 |
| Выталкивающая сила воды (грунта) действующая на футеровочное изделие | Н/комплект | 269,58 | 350,22 |
| Расстояние между пригрузами | м | 18 | 4,6 |

Трубопровод DN250, прокладываемые в обводненных грунтах, пригружаются поясными железобетонными утяжелителями. При переходе через автодороги защитный футляр пригружается поясными железобетонными утяжелителями.

При переходе через реку и ручей футляр пригружается кольцевыми железобетонными утяжелителями.

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

Для защиты антикоррозионной изоляции трубопровода и футляра предусмотрен скальный лист полимерный из НСМ под утяжелители.

Результаты проверки условия устойчивости положения для участков трубопровода, проложенных упругим изгибом, с углом поворота оси трубопровода от 1° до 6° приведены в таблице 13.26. В таблице 13.26 дополнительно приведены результаты расчета для вертикальных углов и радиусов упругого изгиба, для которых нет необходимости в балластировки трубопровода.

**Таблица 13.26 - Результаты проверки условия устойчивости положения для участков трубопровода, проложенного упругим изгибом (трубопровод опорожнен)**

| $\rho$, м | $\beta$, град. | $\gamma_a$ | $q_b$,Н/м | | $Q_{act}$, Н | | $\frac{Q_{pas}}{k_{n.f}}$, Н | Марка пригруза | $l_p$, м | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | выпуклая кривая | вогнутая кривая | выпуклая кривая | вогнутая кривая | | | выпуклая кривая | вогнутая кривая |
| 219х8 мм | | | | | | | | | | |
| 1750 | 1 | 1,05 | 3,31 | 13,26 | 390,63 | 400,58 | 400,59 | По результатам расчетов балластировка не требуется | | |
| 1150 | 2 | 1,05 | 2,92 | 11,68 | 390,24 | 399,00 | 400,59 | | | |
| 850 | 3 | 1,05 | 3,21 | 12,86 | 390,53 | 400,17 | 400,59 | | | |
| 700 | 4 | 1,05 | 3,24 | 12,95 | 390,55 | 400,26 | 400,59 | | | |
| 600 | 5 | 1,05 | 3,29 | 13,16 | 390,61 | 400,48 | 400,59 | | | |
| 550 | 6 | 1,05 | 2,97 | 11,86 | 390,28 | 399,18 | 400,59 | | | |
| 273х8 мм | | | | | | | | | | |
| 550 | 1 | 1,05 | 211,42 | 845,70 | 810,08 | 1444,35 | 502,98 | УБП-0,3а | 6,5 | 2,1 |
| 550 | 2 | 1,05 | 52,86 | 211,42 | 651,51 | 810,08 | 502,98 | УБП-0,3а | 13,2 | 6,5 |
| 550 | 3 | 1,05 | 23,49 | 93,97 | 622,15 | 692,62 | 502,98 | УБП-0,3а | 16,3 | 10,4 |
| 550 | 4 | 1,05 | 13,21 | 52,86 | 611,87 | 651,51 | 502,98 | УБП-0,3а | 17,8 | 13,2 |
| 550 | 5 | 1,05 | 8,46 | 33,83 | 607,11 | 632,48 | 502,98 | УБП-0,3а | 18,6 | 15 |
| 550 | 6 | 1,05 | 5,87 | 23,49 | 604,53 | 622,15 | 502,98 | УБП-0,3а | 19 | 16,3 |

Условные обозначения:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 13.30 Перечень мероприятий по заземлению (занулению) и молниезащите

В соответствии с СО 153-34.21.122-2003 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций" площадки УЗА относятся к специальным объектам, представляющим опасность для непосредственного окружения. Уровень надежности защиты от ПУМ принят равным 0,9.

В соответствие с РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" площадки УЗА относятся к наружным установкам, создающим согласно ПУЭ зону класса В-Iг. Для данных площадок УЗА выполняется молниезащита II категории (по РД 34.21.122-87).

Защита площадки УЗА от прямых ударов молнии выполняется присоединением стенок трубопровода (толщина металла более 4 мм) к заземлителю при помощи провода ПуГВ-1х16мм². В качестве заземлителей используются свайные фундаменты опор под трубопроводы.

Заземляющий проводник из провода ПуГВ-1х16мм² с обеих сторон оконцовывается медными наконечниками.

Точка присоединения одного конца заземляющего проводника - неизолированная часть трубопровода рядом с местом сварного стыка отрезков труб. Точку присоединения заземляющего проводника к неизолированной части трубопровода принять ближайшей к опоре трубопровода (согласно решениям, принятым в данном комплекте, место сварного стыка отрезков труб расположено на расстоянии не далее 0,5 м от опоры под трубопровод). Приварку заземляющего проводника к трубопроводу выполнить термитной сваркой с использованием медного термита.

Точка присоединения второго конца заземляющего проводника - опора трубопровода. Выполнить присоединение болта к опоре трубопровода при помощи сварки (приварки головки болта к телу опоры). Выполнить присоединение второго конца заземляющего проводника к болту при помощи гайки.

Заземление металлических кожухов изоляции выполняется присоединением кожухов к свайным фундаментам опор под трубопроводы при помощи провода ПуГВ-1х16мм², окоцованного медными наконечниками. Для этого в покровном слое кожуха по месту просверлить отверстие диаметром 6 мм. В отверстие вдеть болт. Головка болта должна располагаться с внутренней стороны кожуха (со стороны теплоизоляции). Болт зафиксировать на кожухе при помощи гайки. Один конец заземляющего проводника присоединить к данному болту. Выполнить присоединение дополнительного болта к опоре трубопровода при помощи сварки (приварки головки болта к телу опоры). Выполнить присоединение второго конца заземляющего проводника к дополнительному болту при помощи гайки.

Точки присоединения заземляющих проводников принять таким образом, чтобы общая длина каждого проводника составляла не более 1 м, так как исходя из данной длины единичного проводника выполнен расчет материала в спецификации.

При монтаже должны быть приняты меры по обеспечению непрерывности цепи заземления и защиты заземляющих проводников от механических повреждений. Болтовые соединения должны отвечать требованиям ГОСТ 10434-82 "Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования", относящиеся ко 2-му классу соединений. При этом должны быть предусмотрены меры против коррозии (покрытие лаком, техническим вазелином и т. п.) контактного соединения.

Непосредственное присоединение к заземлителю сторонних проводящих частей - строительных металлоконструкций, трубопроводов, должны выполнять организации, монтирующие эти конструкции и трубопроводы, согласно СП 76.13330.2016.

Приварку сетей заземления к трубопроводам выполнить до нанесения изоляции и проведения гидротехнических испытаний.

Защита площадки УЗА от вторичных проявлений молнии выполняется присоединением металлических стенок надземной части трубопровода к заземлителю защиты от прямых ударов молнии (см. вышеуказанные мероприятия). При этом во фланцевых соединениях трубопроводов, задвижек и других протяженных металлических элементах переходное сопротивление не более 0,03 Ом на каждый контакт обеспечивается путём затяжки не менее 6-ти болтов.

Защита от заноса высокого потенциала по подземным коммуникациям осуществляется присоединением металлических стенок надземной части трубопровода к заземлителю защиты от прямых ударов молнии на ближайших к местам выхода трубопровода из-под земли опорах.

Защита площадки УЗА от опасных проявлений зарядов статического электричества выполняется присоединением металлических стенок надземной части трубопровода к естественным заземлителям (свайным фундаментам опор под трубопроводы). Сопротивление естественного заземлителя не превышает 100 Ом. Таким образом, трубопроводы площадки УЗА представляют собой на всем протяжении непрерывную электрическую цепь, которая в пределах взрывоопасной зоны присоединена к контуру заземления не менее чем в двух точках. При этом, в соответствии с РД 39-22-113-78 "Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности" фланцевые соединения трубопроводов не требуют дополнительных мер по созданию непрерывной электрической цепи.

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

## 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 | 11.5 |
| Постановление правительства РФ от 23.10.1993 г. №1090 | О Правилах дорожного движения | 13.27 |
| Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534 | Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности | 13.7 |
| Приказ Госгортехнадзора РФ от 22.04.1992г. №9 | Правила охраны магистральных трубопроводов | 13.16 |
| Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017г. № 242 | Об утверждении федерального классификационного каталога | 13.12 |
| ГОСТ Р 55990-2014 | Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования | 5 |
| ГОСТ 14918-2020 | Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия | 8 |
| ГОСТ 10434-82 | Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования | 13.30 |
| ГОСТ 8.009-84 | Государственная система обеспечения единства измерений. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений | 11.5 |
| ГОСТ 8.417-2002 | Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин | 11.5 |
| ГОСТ 9544-2015 | Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов | 13.9 |
| ГОСТ ISO 3183-2015 | Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия | 13.26 |
| ГОСТ Р 51164-98 | Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии | 13.20 |

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

| Обозначение документа, на который дана ссылка | | Номер раздела, пункта, подпункта тома |
|---|---|---|
| ГОСТ 10704-91 | Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент | 13.26 |
| ГОСТ 9.602-2016 | Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии | 13.21 |
| СП 77.13330.2016 | Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85 | 11.4 |
| СП 20.13330.2016 | Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85* | 13.22 |
| СП 2.1.7.1386-03 | Санитарные правила по определению класса опасности токсичных отходов производства и потребления | 13.12 |
| СП 76.13330.2016 | Электрические устройства | 13.30 |
| ВСН 006-89 | Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка | 13.18 |
| ВСН 012-88 | Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ | 13.18 |
| ВСН 011-88 | Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание | 13.19 |
| ВСН 008-88 | Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция | 13.20 |
| ПУЭ, изд. 7 | Правила устройства электроустановок. Издание 7 | 11.4 |
| ТР ТС 010/2011 | Технический регламент таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» | 11.5 |
| ТР ТС 012/2011 | Технический регламент таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» | 11.5 |
| РД 34.21.122-87 | Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений | 13.30 |

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

| Обозначение документа, на который дана ссылка | | Номер раздела, пункта, подпункта тома |
|---|---|---|
| РД 39-22-113-78 | Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности | 13.30 |
| СО 153-34.21.122-2003 | Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций | 13.30 |
| № П3-04 Р-0389 | Положение компании: «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам» | 11.2 |
| № П4-06 М-0111 | Методические указания Компании. ЕТТ «Трубная продукция для промысловых и технологических трубопроводов, трубная продукция общего назначения» | 13.6 |
| № П4-06 М-0116 | Методические указания Компании. ЕТТ «Соединительные детали трубопроводов» | 13.6 |
| № П4-06.01 ТТР-0002 | Типовые требования Компании «Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения Компании | 13.20 |
| № П1-01.04 М-0041 | Методические указания Компании. ЕТТ «Теплоизоляция трубопроводов и антикоррозионная изоляция сварных стыков на площадочных и линейных объектах» | 13.20 |

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

## СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

*ОАиТ*

| | |
|---|---|
| Нач. отд. | Л.А. Жарихина |
| Гл. спец | В.В. Подшивалов |
| Зав. гр. | М.Э. Корявец |
| Вед. инж. | К.В. Кравченко |

*Отдел ЭиПБ*

| | |
|---|---|
| И.о. нач. отд. | Л.С. Кесова |
| Гл. спец. | С.И. Дикая |
| И.о.зав. гр. | О.Е. Шустов |
| Зав. гр. | Е.П. Еремин |
| Вед. инж. | Ю.В. Брунь |
| Вед. инж. | К.Н. Сергиенко |

ЭТО

| | |
|---|---|
| Нач. отд. | М.В. Лавринович |
| Гл. спец. | А.И. Беляев |
| Зав. гр. | О.В. Слюсарев |
| Вед. инж. | Н.В. Танский |

*ОПОС*

| | |
|---|---|
| Нач. отд. | Т.Н. Пузырный |
| Вед. инж. | И.В. Гукасьян |

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

ТТО

| | |
|---|---|
| И.о. нач. отд. | О.Г. Ковалева |
| Гл. спец | А.В. Кошко |
| Зав. гр. | Е.Ю. Мирук |
| Инж. 1 кат. | М.П. Мягких |

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

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

| Приложение №_____ | |
|---|---|
| **Технические требования. Промысловые трубопроводы** | |
| **№ п/п** | **Объект:** |
| 1 | Принятие глубины траншеи для заложения всех проектируемых линейных нефтегазоводопроводов 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.<br>При переходе методом ННБ закладывать в проекте:<br>- затраты на сооружение площадок под буровой станок;<br>- затраты на сооружение площадок под раскладку дюкера длиной на 22-24 метра длиннее, чем длина футляра;<br>- землеотвод участка для сооружения площадок;<br>- 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 (500x500x50мм). 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).<br>Использовать секущую 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 протяжённой ЛЭП и т.п), предусматривать взрывозащищенные розетки 0,4 кВ (Р=12 кВт) для подключения передвижных взрывозащищенных электропотребителей.<br>На электрофицированных узлах установить блоки автоматики (контроллер, ИБП, стойка связи, стойка ОПС).<br>Связь с АРМом трубопровода по каналу связи ШБД (установить мачту). Контролируемые параметры: давление, температура, положение задвижки. Управляемые параметры: управление электроприводными задвижками.<br>Установить видеокамеры с обзором территории узла и блока автоматики внутри (передача видео на АРМ трубопровода)..<br>Вся автоматизация узла должна соответствовать требованиям "ПОЛОЖЕНИя КОМПАНИИ АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ. ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИОНАЛЬНЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ. № П3-04 Р-0389. ВЕРСИЯ 3.00". |
| 8 | Для компактности линейных УЗА - применять отводы 90° 1,5 DN (в случае с промысловыми 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).<br>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.<br>Предпочтение размещения УКК - на входе кустовых площадок. |
| 11 | При обустройстве узлов запорной арматуры максимально использовать инфраструктуру существующих узлов (подъезды, ограждения, БЭЛПы) |

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

| | |
|---|---|
| 12 | Использование сетки для ограждений типа ТОПАЗ или МАХАОН - только при наличии согласования УЭБ 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.<br>Требования к площадкам обслуживания ЗРА и фланцевых соединений:<br>1) круговой доступ;<br>2) проход в полный рост;<br>3) возможность работы инструментом (комфортный доступ к резьбовым соединениям);<br>4) возможность демонтажа арматуры без демонтажа площадки;<br>5) органы управления арматурой - на уровне груди;<br>6) 100%-ное наличие площадок обслуживания для всей арматуры и фланцевых соединений.<br>Исполнение запорной арматуры: нефтепроводы, нефтегазосборы, низконапорные водоводы - только фланцевое; высоконапорные водоводы - под приварку. |
| 15 | Строительные и планировочные решения площадок УЗА - в соответствии с требованиями письма 05-исх-0039 от 19.12.2016 г., на всех проектах, начиная с 2017 года. |
| 16 | На стадии ОПР согласовывать расположения всех объектов линейной части, утверждать предварительные технологические схемы |
| 17 | Резервные нитки через водные преграды не проектировать (за исключением случаев, когда это требуется нормами). Предусматривать ручную отсекающую береговую запорную арматуру на переходах через водные преграды шириной в межень более 10м и глубиной более 1,5м, в соответствии с требованиями НТД (необходимость установкии электроприводной ЗРА согласовывать с Заказчиком). В случаях с электроприводной арматурой предусматривать проектом возможность обнаружения утечек и аварийное, дистанционное и местное закрытие арматуры. |
| 18 | При установке на нефтепроводах запорной арматуры предусматривать равнопроходные тройники с установкой задвижек и сферических заглушек перед водным переходом и после (для перспективного монтажа резервной нитки). |
| 19 | Исключить из РД на все проектируемые линейные объекты изготовление и монтаж ГГДМ (Геолого-гидродинамическая модель) |
| 20 | Принять необходимость размещения надземных электроизолирующих фланцев (ИФС) на территории кустов и на границах с площадочными объектами (ЦПС, УПСВ, ДНС, НПС). |
| 21 | Линейные узлы запорной арматуры - надземного исполнения. Для нефтепроводов, нефтегазосборов, низконапорных водоводов - полнопроходные фланцевые шаровые краны, для высоконапорных водоводов - клиновые задвижки под приварку. |
| 22 | Предусмотреть мероприятия по оценке коррозионной агрессивности грунта, определению источников блуждающих токов, оценке их опасности, по результатам изыскательских работ определить необходимость и метод электрохимической защиты трубопроводов с предоставлением технико-экономического обоснования. |
| 23 | Необходимость средств ЭХЗ определить на основании данных коррозионной агрессивности грунтов, фактических скоростей коррозии внутренней и наружной поверхностей сооружений с учётом проведения защитных мероприятий при обеспечении проектных сроков службы. |
| 24 | В проекте необходимо определить наиболее опасные места подверженные коррозии и точки проведения УЗТ, рассмотреть возможность в данных местах установить коверы (кессоны) либо установить датчики с выносным штекером для присоединения приборов УЗТ. |
| 25 | Способ врезки в существующие трубопроводы согласовать с Заказчиком на стадии ОПР/ПД. Учитывать в проекте перспективное подключение других трубопроводов, при строительстве применять необходимые фасонные изделия чтобы не выполнять "холодные" врезки в действующие трубопроводы. Особо касаемо 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). |

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

| | |
|---|---|
| 28 | 1. Определить необходимость установки компенсаторов по всей протяженности проектируемого трубопровода в соответствии с расчетом.<br>2. Выполнять устройства компенсаторов в зоне линейных узлов запорной арматуры.<br>3. Выполнить устройство (до и после линейных узлов запорной арматуры) подземных фиксирующих охватывающих свайных опор.<br>4. На узлах линейной запорной арматуры применять изолирующие подкладки для изоляции опор, либо электоро изолированные скользящие свайные опоры.<br>5. Максимальное использование естественных изгибов и поворотов трассы для самокомпенсации линейных расширений.<br>6. Забивка всех свай до несущего грунта (отбоя). |
| 29 | Полное исключение приварки опор любых типов к трубопроводу в «полевых» условиях.<br>Применение неподвижных и скользящих хомутовых опор заводского изготовления. |
| 30 | При необходимости установки опор под задвижки, проектом предусмотреть опоры с доступом к нижней образующей и застойным зонам, для диагностики нижней части корпуса. |
| 31 | 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.<br>Объекты линейной части нефтегазопроводов подлежат частичной электрификации в соответствии с требованиями НТД РФ. Обязательной электрификации и автоматизации (с возможностью автоматического закрытия) подлежат: - узлы охранной запорной арматуры (на границах с площадочными объектами в соответствии с НТД РФ), секущие узлы на пересечениях с водными преградами в соответствии с требованиями НТД РФ.<br>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.<br>Электроприводы – АУМА, российские и южнокорейские аналоги. |
| 32 | Линейные опознавательные знаки предусматривать в соответствии с требованиями действующих ЛНД Компании. На пересечениях с реками и автодорогами всех категорий предусмотреть защитные футляры, на концах футляра установить закрепительные знаки по одному с каждой стороны перехода. |
| 33 | Полное исключение бетонирования знаков обозначенности трасс.<br>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.<br>Указатели устанавливаются в пределах прямой видимости через 500м. и на углах поворота.<br>Расстояние от оси трубопровода – не более 1 метра справа по ходу движения смеси.<br>Допускается крепление знаков непосредственно к сетке ограждения.<br>Содержание знака должно соответствовать требованиям НТД РФ. |
| 34 | Предусматривать на нефтесборах в местах выхода с куста перспективную запорную арматуру для подключения новых кустов (при необходимости, индивидуально) |
| 35 | Проверять заказные спецификации, на предмет соответствия типоразмеров, толщин стенок, размеров втулок. |
| 36 | Закладывать в проекте объем работ по подготовке трассы и сооружение вдольтрассовго проезда (при указании в задании на проектирование). |
| 37 | 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. |
| 38 | В местах где обслуживание УЗА невозможно, установить датчики давления на источниках бесперебойного питания или солнечных батареях с выводом на АРМ |
| 39 | Для установки отпаечных задвижек применять тройники по диаметру соответствующие диаметру задвижки. |
| 40 | Задвижки на ответвлениях устанавливать непосредственно в точке врезки в основной трубопровод на минимальном расстоянии без установки опоры между тройником и задвижкой. |
| 41 | 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. |
| 42 | Предусмотреть наличие футляров в районе кустов, с учетом существующих коммуникаций при пересечениях со съездами на линейные узлы. |
| 43 | Обозначить концы футляров приваркой типовых опознавательных знаков (аншлагов). |

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

| | |
|---|---|
| 44 | Закладывать в СД и РД (общие данные) контроль искровым дефектоскопом трубопровода перед укладкой в траншею. |
| 45 | Обозначение МТР (труба, СДТ, ЗРА, емкости и т.п.) в соответствии с текущими версиями МУК ЕТТ. |
| 46 | При пересечении временных проездов с действующими трубопроводами предусматривать лежневание и дорожные плиты |
| 47 | На входе и выходе труб из земли около кустов или разведок - монтировать подземную скользящую опору около отвода 90 градусов (по имеющемуся конструктиву) |
| 48 | Минимизировать "кольцевые" участки по системе ППД (улучшить энергоэффективность): если потребители воды (разведка или куст) находятся ближе к трассе водовода, чем к кустовой площадке-источнику воды, то предусматривать отпайку 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 Укрупнёным нефтепромыслом (УНП) полноту перечня и технические решения по пересечению комуникаций, 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 Pn 200 атм. и выше. |
| 63 | Задвижки и заглушки следует заказывать раздельно (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.). |

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

| | |
|---|---|
| 67 | Разработать технико-экономическое обоснование по выбору трубной продукции и методов антикоррозионной защиты с учётом полной (совокупной) стоимости владения. |
| 68 | Полное изоляционное покрытие (при подтверждении ТЭО) следует предусматривать не только на ЛТ-части проектируемых нефтегазосборных трубопроводов, но и на участке от АГЗУ до границы ТХ и ЛТ- частей проектов. |
| 69 | При заходе на кустовую площадку границу стыковки трубопроводов (комплекты ЛТ и ТХ) предусматривать по обваловке куста. При этом вертикальный участок подъема трубопроводов на куст: для нефтегазосборных трубопроводов - с фланцевой парой; для высоконапорных водоводов - со сферической заглушкой (для проведения испытаний) включать в объем ЛТ. Объем ТХ - только территория кустовой площадки. |
| 70 | При необходимости установки СУДР, укомплектовывать газоанализатором, гибким металлополимерным рукавом с резбовыми наконечниками (+ 2 комплекта в ЗИП). Использовать для обогрева емкости греющий кабель с нанесенным изолирующим покрытием (исключить использование тэнов вмонтированных в расходный бак). Учесть в опросном листе.<br>Вывести возможность управления СУДР на АРМ трубопровода. Контролируемые параметры: давление, уровень, температура, работа насова. Регулируемые параметры: изменение объёма 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

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

**Приложение Б**
**(обязательное).**
**Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» №05/01-исх-1590 от 23.10.2017 «О пересмотре глубин заложения ПТ» (на 2 листах)**

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

**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 98, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: rn-uvatneft@rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997150001

от 23.10.2017 г. № 05/01-1590

на № _____ от _____

Заместителю генерального
директора по ПИР
ООО "НК "Роснефть" - НТЦ"
А.А. Попову

*О пересмотре глубин заложения ПТ*

Уважаемый Андрей Анатольевич!

В целях оптимизации капитальных затрат по объектам трубопроводного транспорта с началом СМР в 2018 году, ООО «РН-Уватнефтегаз» провело анализ принятых проектных решений ПСД, разработанной ООО «НК «Роснефть-НТЦ» в 2016-2017 гг. в части глубин заложения промысловых трубопроводов.

В результате совместной проверки ряда проектов 2014-2017 гг. разработки и обсуждения вопроса с ОЛТ ООО «НК «Роснефть-НТЦ» выявлены определенные зоны для развития оптимизации в части уменьшения глубины заложения трубопроводов, рекомендованные к реализации и тиражированию.

В частности, принимая во внимание ГОСТ 55990-2014 «Промысловые трубопроводы», СП 22.13330.2011 «Основания зданий и сооружений», а также РД 39-132-94 и СНиП по строительной климатологии, возможна оптимизация глубины траншеи:

- для водоводов (с 2 м до (1,5+Ду)м) при прокладке в торфе - на ровных участках поверхности земли без использования отводов,
- для нефтегазопроводов, нефтепроводов диаметром до (0,8 + Ду)м) в непучинистых грунтах (и в торфе) - на ровных участках поверхности земли без использования отводов.

Вышеуказанные мероприятия будут включены в текущую версию чек-листа (технические требования на проектирование к промысловым трубопроводам) и станут обязательными для объектов со сроком начала ПИР 2018 год и далее.

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

Дополнительно прошу Вас проверить перечень текущих проектов 2016-2017 гг. (со сроком окончания ПИР 2017 гг.) по объектам трубопроводного транспорта Усть-Тегусского м/р (К-19, К-16, К-18), а также водоводы (ш.1218Д004, ш.0559), Тальцийского месторождения (К-1, К-2), Северо-Тамаргинского месторождения (К-3, К-5, К-6), Немчиновского месторождения (К-1), Северо-Немчиновского месторождения (К-1), Косухинского месторождения (К-3,4) на предмет вышеуказанных предложений.

До 31.10.2017 г. прошу сообщить примерную стоимость дополнительных ПИР в сравнении с экономическим эффектом, достигаемым от возможной реализации на перечисленных объектах.

С уважением,

Начальник УНС Ю.А. Кобка

Исп. Чагин А.В.
8(3452) 389-999, доб.1056

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

**Приложение В**
**(обязательно).**
**Технические условия на проектирование объекта от 09.06.2021 г.**
**(на 3 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: m-uvatng@rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997150001

**Технические условия**
**на проектирование объекта**
**«Куст скважин № 1бис Северо-Тямкинскго месторождения Обустройство»**

1. Нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №1 бис Северо-Тямкинскго месторождения подключить в проектный нефтегазосборный трубопровод от МФНС Южно-Петьегского месторождения - ЦПС Тямкинского месторождения на узле №8 ПК227+59 запроектированным ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» шт. 1629Д007 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, толщину стенки трубопровода, ведомости пересечений согласовать с Заказчиком до начала основного проектирования.
4. В начале и конце проектируемого участка трубопровода в составе с секущими УЗА предусмотреть возможность подключения мобильных временных малогабаритных КППСОД. Технологическая схема данных УЗА должна предусматривать возможность мониторинга состояния внутреннего покрытия «фланец-катушка-втулка-катушка-фланец» без остановки перекачки, а также наличие вантузных задвижек Ду80.
5. 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.
6. 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.
7. Предусмотреть подключения к действующим трубопроводам с учётом соединительных деталей, подключение проектируемого трубопровода к действующим трубопроводам выполнять силами организации, строящей трубопровод совместно с участком эксплуатации трубопроводов, с остановкой действующего трубопровода.
8. При подключении в проектный УПЗ№8 на ПК227+59 проектом предусмотреть, при необходимости, расширение проектной площадки (демонтаж всего или части ограждения, дополнительной отсыпки, монтаж нового).
9. Предусмотреть наличие вантузных задвижек до и после секущих задвижек на крановых узлах трубопровода, способ присоединения арматуры фланцевый.
10. 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.

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

9. Владелец существующих и проектируемых коммуникаций – ООО «РН-Уватнефтегаз».
10. Срок действия технических условий - 2 года.

***Начальник отдела эксплуатации трубопроводов*** _____ ***Д.В. Прытков***

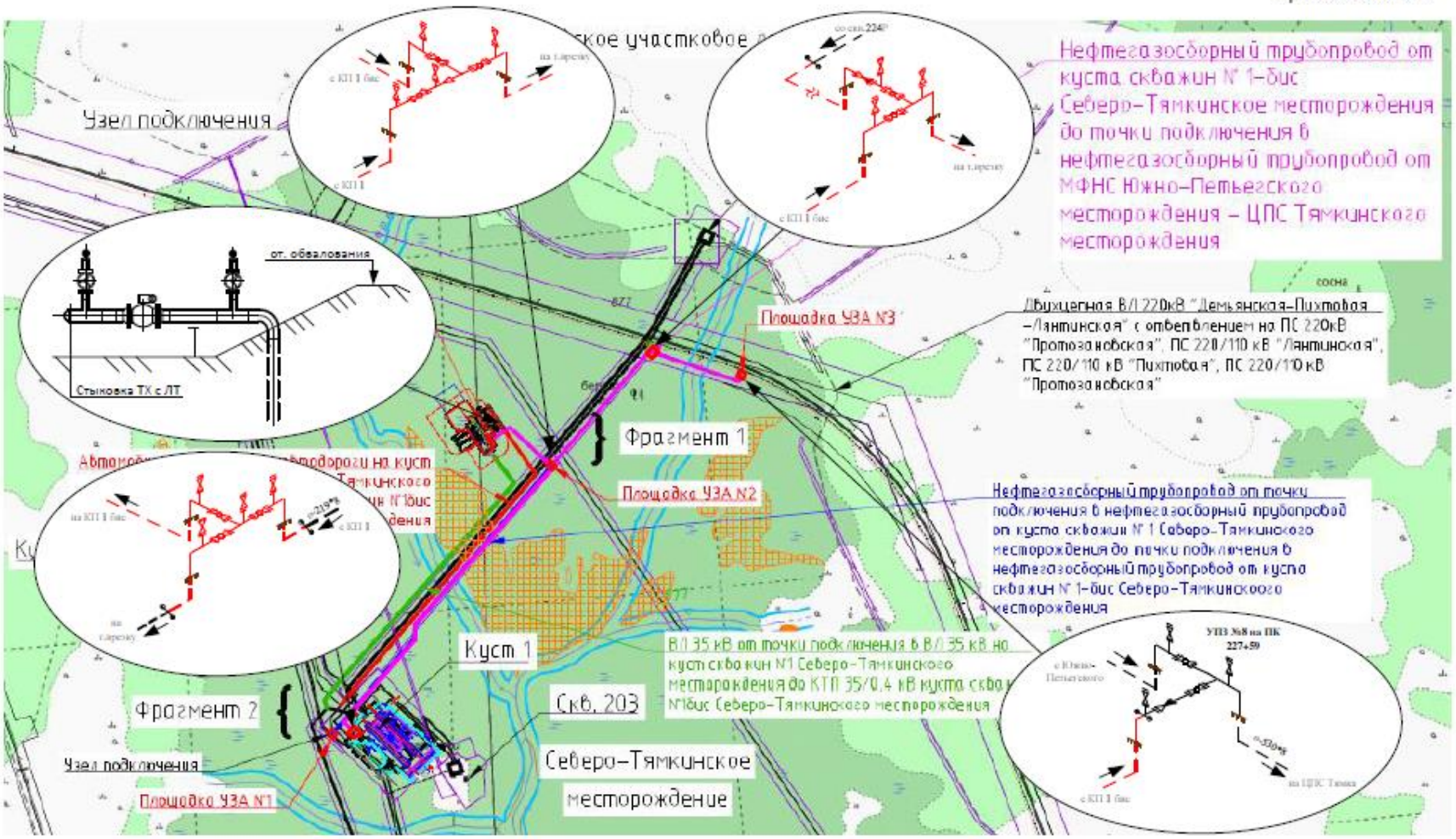
***Начальник УЭТиЛА УНП-2*** _____ ***А.Н. Бейзель***

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

| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|---|---|---|
| 29816/П | | |

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

Приложение 1




Проектный трубопровод
Действующий трубопровод

Главный специалист ОЭТ: В.В. Малинин

| Изм. | Кол.уч. | Лист | № док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 |

1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02

Формат А4

**Приложение Г**
**(рекомендуемое).**
**Письмо ООО «РН-Уватнефтегаз» от 22.07.2021г. №05/01-исх-1446 (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, дом 19, с. Уват, с.п. Уватское, м.р. Уватский, Тюменская обл., 626170
Телефон: (3452) 38 99 99, факс: (3452) 38 21 62, e-mail: rn-uvatng@rosneft.ru
ОКПО 55452077, ОГРН 1027201295395, ИНН/КПП 7225003194/997150001

от 22.07.2021 № 05/01-ИСХ-1446

на № _____ от _____

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

С.Н. Прусаченко

*Касательно проектирования*
*по договору 1750620/0817Д*

Уважаемый Сергей Николаевич!

В ответ на письмо №16-12084 от 03.07.2021 (Приложение 1) сообщаю, что по результатам рассмотрения расчетов толщин стенок нефтегазосборных трубопроводов DN200 и DN250 по объекту 1750621/0817Д «Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство» службой эксплуатации согласована толщина стенки 8мм при условии применения внутреннего антикоррозионного покрытия.

Персонал для обслуживания проектируемого трубопровода будет базироваться на Тямкинском месторождении.

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

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

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

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

Приложения:

1. Письмо №16-12084 от 03.07.2021 - на 1л. в 1 экз.;
2. Порядок взаимодействия при оформлении заявки на расширение ММР/РМР и ее согласовании - на 12л. в 1 экз.

С уважением,
Начальник управления по проектно-изыскательским работам

ПОДПИСАНО ПРОСТОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ
22.07.2021 13:05:26
Мокрый Василий Иванович
Начальник управления
ООО "РН-Уватнефтегаз"
Сертификат № BF4996D25517DAB26F988E945E4EC2100D697A80
Действителен с 18.02.2020 по 17.02.2022

В.И. Мокрый

Исп. Шарафутдинова Эльвира Раилевна
8(3452)389-999, доб. 2446
ersharafutdinova@uvng.rosneft.ru

# ТАБЛИЦА РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Таблица регистрации изменений

| Изм. | Номера листов (страниц) | | | | Всего листов (страниц) в док. | Номер док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | изме-ненных | заме-ненных | новых | аннули-рованных | | | | |
| 1 | | 1-72 | | | 72 | 13941-21 | | 28.10.21 |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |
| | | | | | | | | |

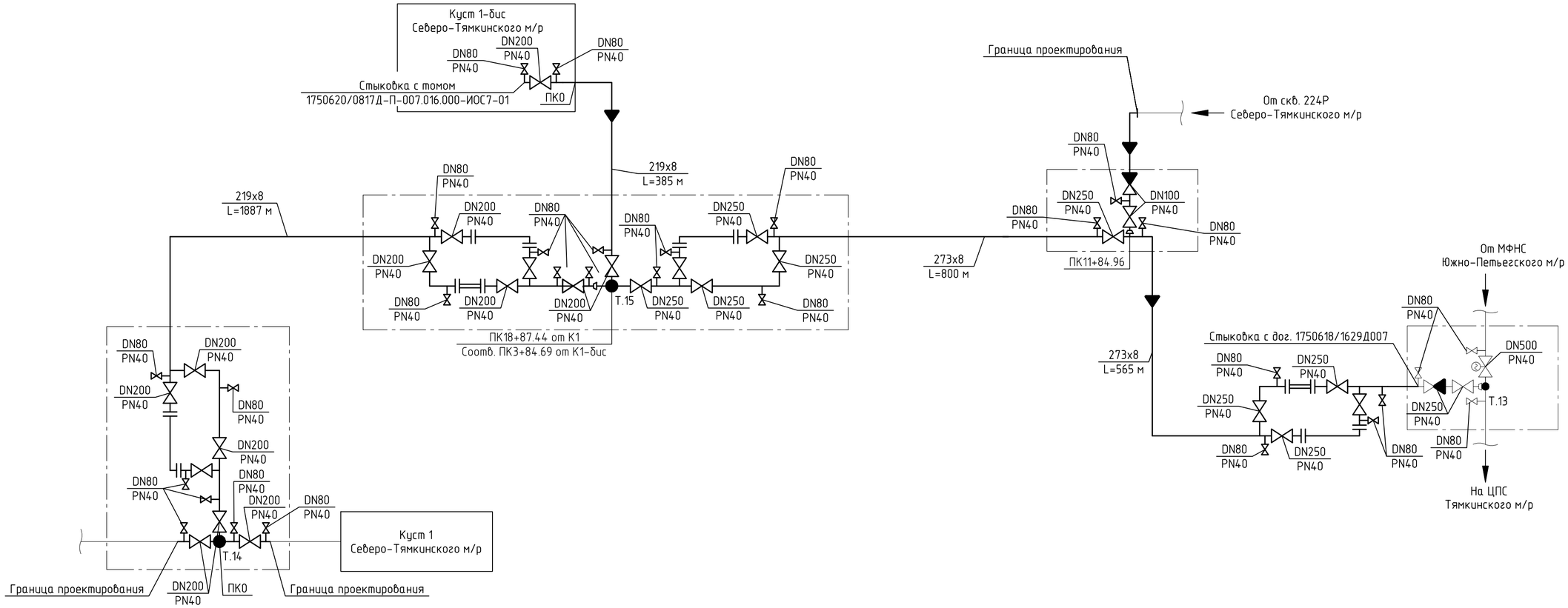
*Документ разработан ООО «НК «Роснефть» - НТЦ». Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком*

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П

# Технологическая схема




## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

- Проектируемый трубопровод
- Направление потока
- Запорная арматура ручная
- Вантуз

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

Согласовано

Согласовано

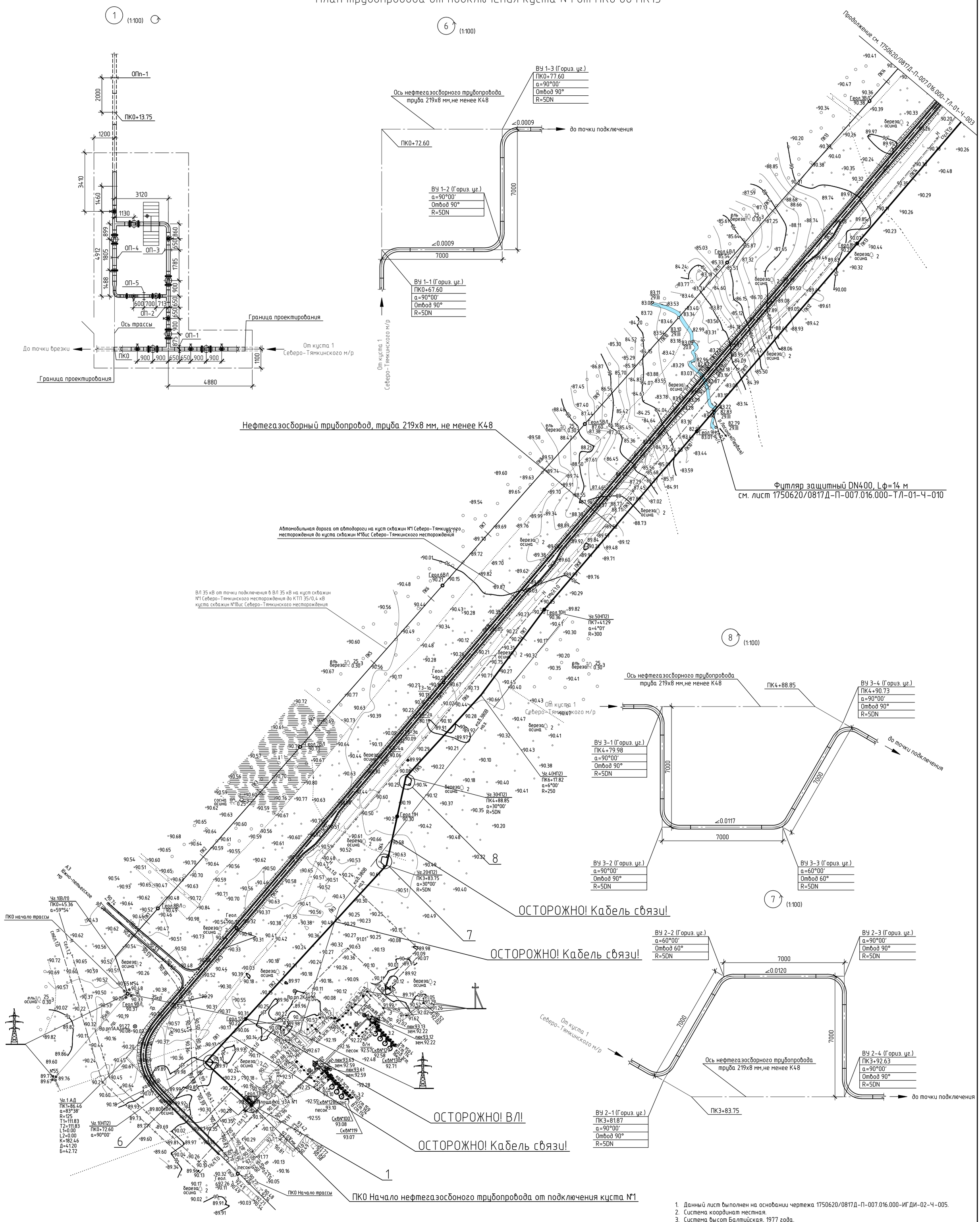
Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-001 |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство |
| Разраб. | | Дмитрива | | | 09.07.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы — Стадия: П; Лист: 1; Листов: 10 |
| Зав. гр. | | Кузенкова | | | 09.07.21 | |
| Гл.спец. | | Смычкова | | | 09.07.21 | |
| Нач. отд. | | Трифонов | | | 09.07.21 | Технологическая схема — ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" |
| Н. контр. | | Каминник | | | 09.07.21 | |
| ГИП | | Гусев | | | 09.07.21 | |

# План трубопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК15




1. Данный лист выполнен на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-02-Ч-005.
2. Система координат местная.
3. Система высот Балтийская, 1977 года.
4. Полевые работы выполнены в марте-апреле 2021 г.
5. Продольный профиль см. листы 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-005, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-008.
6. Данный чертеж читать совместно с листами 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-003, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-010.

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-002 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство |
| Разраб. | | Арутюнов | | | 24.08.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы — Стадия: П; Лист: 2; Листов: |
| Зав. гр. | | Кузенкова | | | 24.08.21 | |
| Гл.спец. | | Смычкова | | | 24.08.21 | |
| Нач. отд. | | Трифонов | | | 24.08.21 | План трубопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК15. Узел |
| Н. контр. | | Каминник | | | 24.08.21 | ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" |
| ГИП | | Гусев | | | 24.08.21 | |

1750620 0817D-P-007 016 000-TL-01-CH-002-004-rC02.dwg Формат A1V

Согласовано

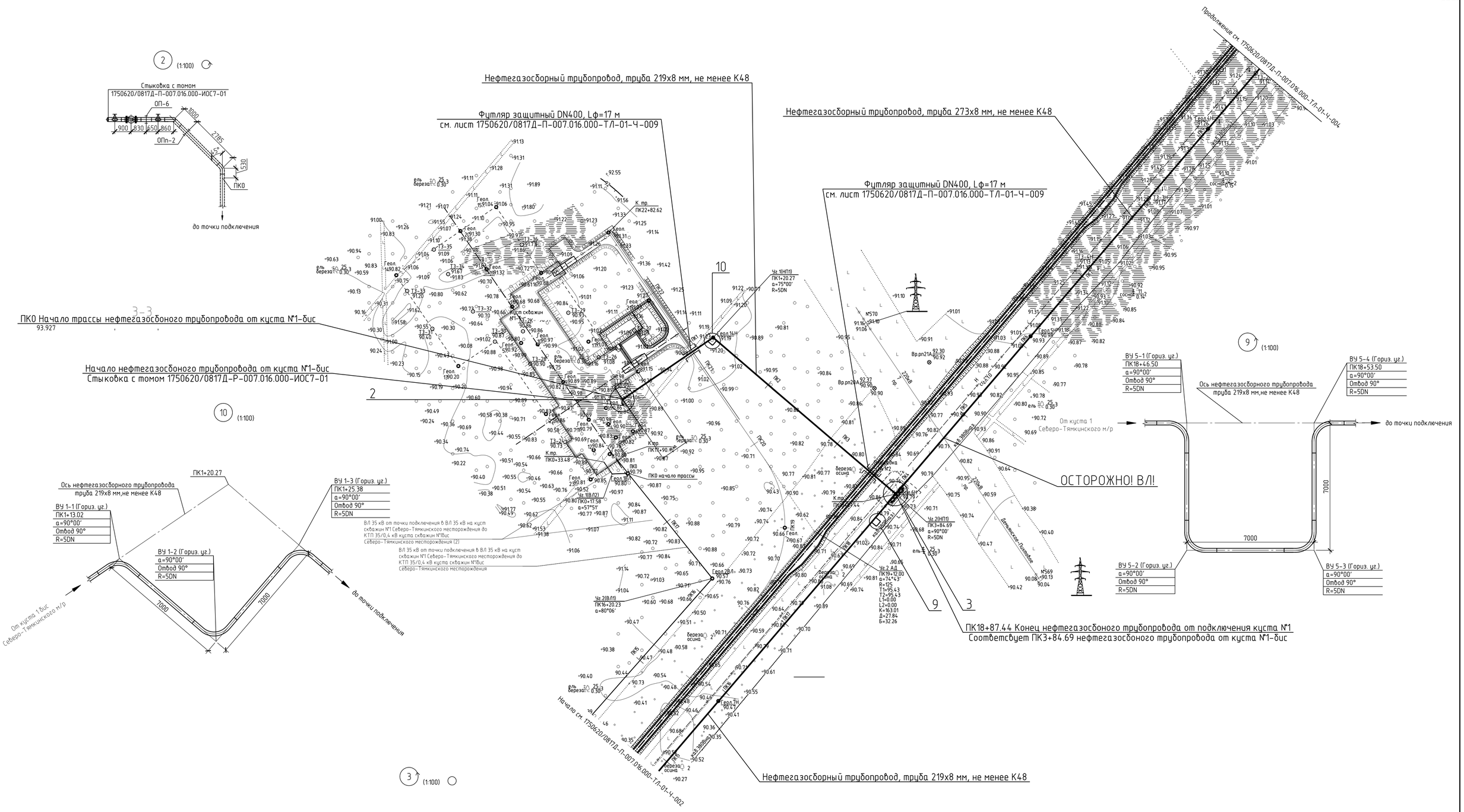
Согласовано

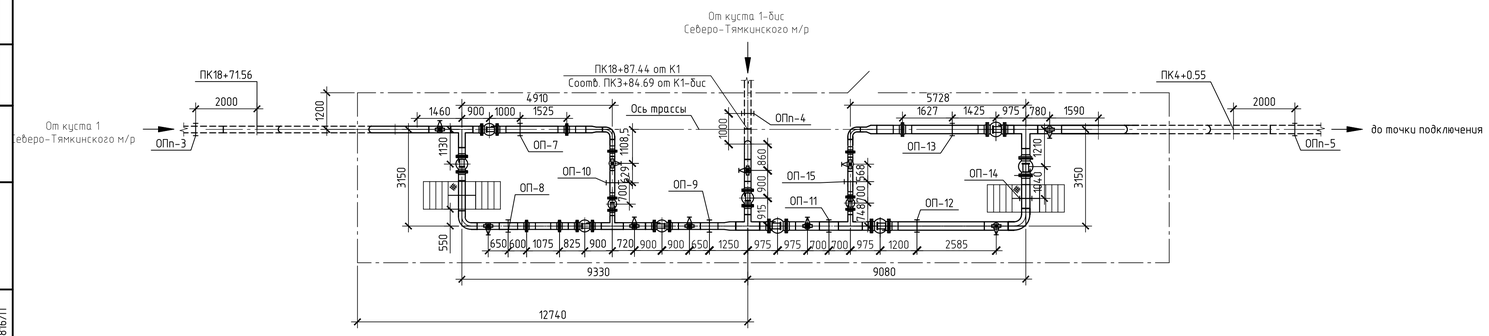
Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П

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




1. Данный лист выполнен на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-02-Ч-006.
2. Система координат местная.
3. Система высот Балтийская, 1977 года.
4. Полевые работы выполнены в марте-апреле 2021 г.
5. Продольные профили см. листы 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-005, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-006, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-007.
6. Данный чертеж читать совместно с листами 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-002, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-004 и 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-009 и томом 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-01.

| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-003 | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство | | | |
| Разраб. | | Арутюнов | | | 28.10.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы | Стадия | Лист | Листов |
| Зав. гр. | | Кузенкова | | | 28.10.21 | | П | 3 | |
| Гл.спец. | | Смычкова | | | 28.10.21 | | | | |
| Нач. отд. | | Трифонов | | | 28.10.21 | План трубопровода от подключения куста №1 от ПК15 до ПК18+87.44 и трубопровода от куста №1-бис от ПК0 до ПК10. Узлы | ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" | | |
| Н. контр. | | Каминник | | | 28.10.21 | | | | |
| ГИП | | Гусев | | | 28.10.21 | | | | |

Согласовано

Согласовано

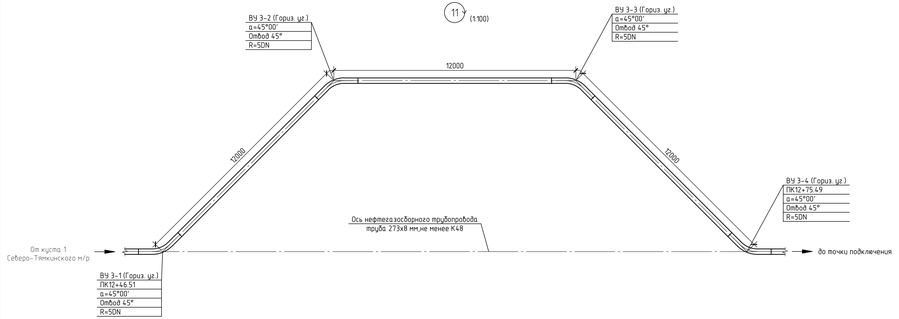
Взам. инв.№

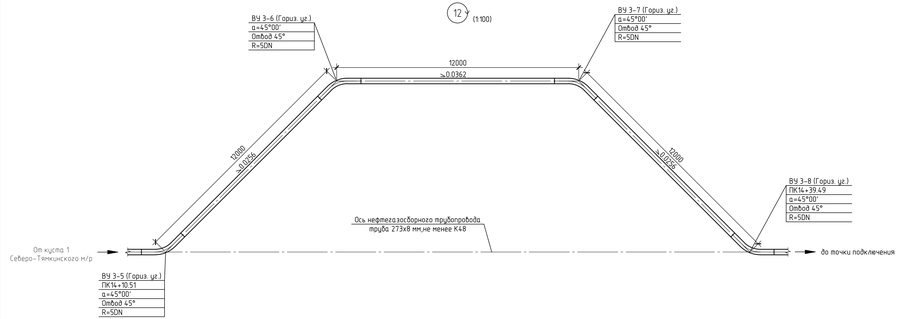
Подп. и дата

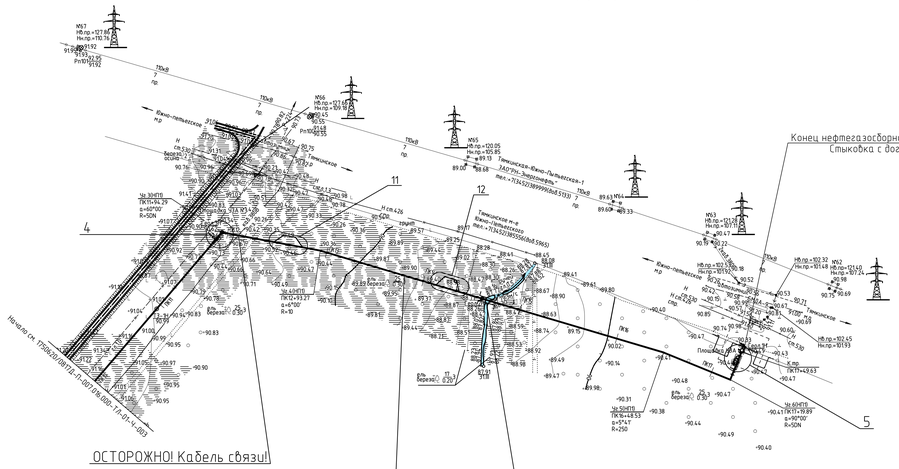
Инв. № подл. 29816/П

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

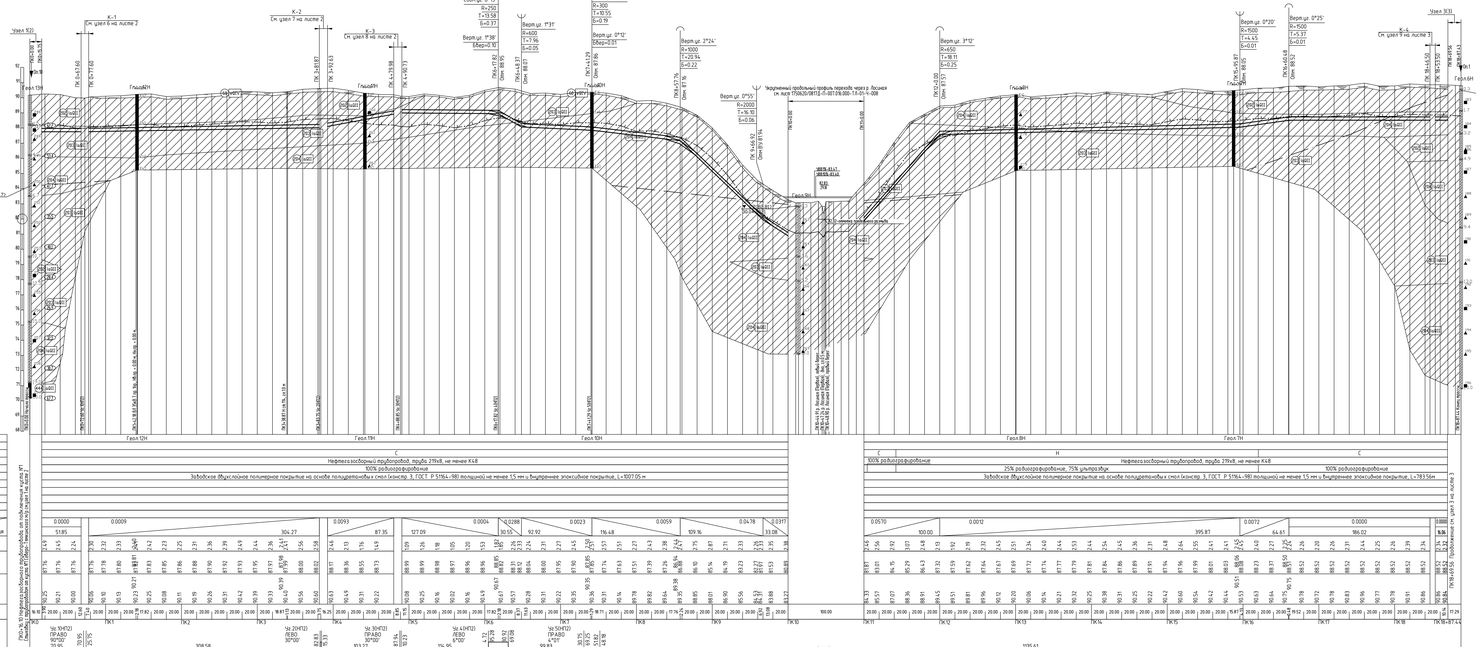
# План трубопровода от куста №1-бис от ПК10 до ПК17+49.63



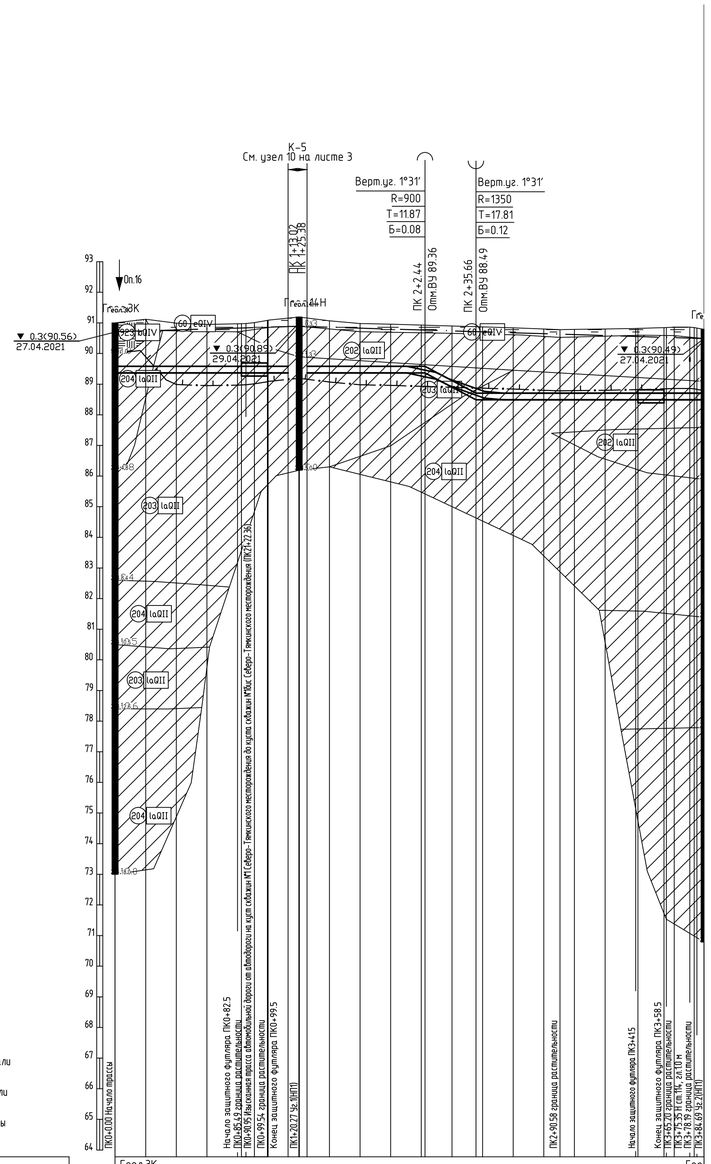





Конец нефтегазосборного трубопровода от К1 бис
Стыковка с дог. 1750618/1629Д007
ОСТОРОЖНО! Кабель связи!
Нефтегазосборный трубопровод, труба 273х8 мм, не менее К48
Футляр защитный DN500, Lф=15 м
см. лист 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-010
Тямкинское м-е
Южно-Тямкинское
Тямкинское
Южно-Петьевское м/р
Тямкинская-Южно-Петьевская-1
Площадка ПГУ
К пр. ПК17+49.63
ВЛ 6кВ
ВЛ 0,23кВ
Ось березы
Ось березы 0,23кВ
Ось березы 0,23кВ
Ж/д
Ж/д
Ж/д

# Продольный профиль трубопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК18+87.44


Узел 1(2)
Узел 3(3)
К-1
См. узел 6 на листе 2
К-2
См. узел 7 на листе 2
К-3
См. узел 8 на листе 2
К-4
См. узел 9 на листе 2
Геол.12Н
Геол.11Н
Геол.13Н
Геол.8Н
Геол.7Н
Геол.6Н
Геол.5Н
Геол.4Н
Геол.3Н
Геол.2Н
Геол.1Н
Верт.уг. 0°00'
R=2000
T=16.10
Б=0.06
Верт.уг. 0°20'
R=500
T=4.55
Б=0.01
Верт.уг. 0°25'
R=500
T=5.37
Б=0.01
Верт.уг. 3°12'
R=650
T=18.11
Б=0.25
Верт.уг. 4°24'
R=1000
T=35.94
Б=0.22
Верт.уг. 4°02'
R=300
T=18.55
Б=0.19
Верт.уг. 0°12'
R=2000
Б=0.01
Верт.уг. 1°31'
R=600
T=7.96
Б=0.05
Верт.уг. 1°38'
R=2000
Б=0.08
Верт.уг. 6°13'
R=250
T=13.58
Б=0.37
Верт.уг. 0°20'
R=500
T=4.55
Б=0.01
Верт.уг. 0°25'
R=500
T=5.37
Б=0.01
Верт.уг. 0°00'
R=2000
T=16.10
Б=0.06
Уширенный продольный профиль переход через р. Лосиная см. лист 17506/20/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-008
Гидроизоляция
Грунт обратной засыпки
Грунт подсыпки
Грунт основания
Грунт обратной засыпки
Грунт подсыпки
Грунт основания
Грунт обратной засыпки
Грунт подсыпки
Грунт основания

# Продольный профиль трубопровода от куста №1-бис от ПК0 до ПК3+84.69




## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Буровая скважина

0п.1 Точка статического зондирования и ее номер

1.0 граница инженерно-геологического элемента

▼1.1(25.22) 27.07.17 Установившийся уровень подземных вод (абс. отм.) Дата замера

10.0 Глубина скважины, м

29А Номер инженерно-геологического элемента

eQIV Геологический индекс

30 ▲ Отбор проб грунта нарушенной структуры слева номер пробы

31 ■ Отбор проб грунта ненарушенной структуры слева номер пробы

37А Номер пункта по порядку - группа грунта по трудности разработки в соответствии с ГЭСН 81-02-01-2020 "Земляные работы"

Нормативная глубина сезонного промерзания

Установившийся уровень грунтовых вод

5.18 Удельное электрическое сопротивление грунтов, Ом*м

10 Испытание грунта методом вращательного среза номер опыта

eQIV 60 Почвенно-растительный слой

IaQII 202 Суглинок полутвердый

IaQII 203 Суглинок тугопластичный

IaQII 204 Суглинок мягкопластичный

bQIV 923 Торф сильноразложившийся

| Степень влажности несвязных грунтов | Консистенция связных грунтов |
|---|---|
| Малой степени водонасыщения | Твердая |
| | Полутвердая |
| | Тугопластичная |
| Средней степени водонасыщения | Пластичная / Мягкопластичная |
| | Текучепластичная |
| Насыщенный водой | Текучая |

| Номер ИГЭ | Наименование грунта | Группа грунта по ГЭСН 81-02-01-2020 "Земляные работы" |
|---|---|---|
| 60 | Почвенно-растительный слой | 9а |
| 923 | Торф сильноразложившийся I6 0,1>J<0,15 кг/см$^2$ | 37а |
| 444 | Песок пылеватый, плотный | 29а |
| 202 | Суглинок полутвердый | 35в |
| 203 | Суглинок тугопластичный | 35б |
| 204 | Суглинок мягкопластичный | 35а |

1. Данный лист выполнен на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-03-Ч-006.
2. Система высот-Балтийская 1977г.
3. Данный лист читать совместно с листами 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-007, 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-009.
4. План нефтегазосборного трубопровода см. листы 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-003..
5. Заводское двухслойное полимерное покрытие на основе полиуретановых смол (констр. 3, ГОСТ Р 51164-98) толщиной не менее 1,5 мм и внутреннее эпоксидное покрытие.
6. Защиту антикоррозионного покрытия под утяжелителями выполнить кобриками из НСМ в соответствии с таблицей. Концы кобриков должны выступать за пределы утяжелителя не менее чем на 200 мм.
7. Выполнить балластировку трубопровода в соответствии с таблицей. В качестве соединительных поясов использовать пояса из технической ткани.

| Участок | Тип пригруза | Шаг,м | Кол-во | Кол-во защитных кобриков | Длина участка |
|---|---|---|---|---|---|
| ПК10+39.90 – ПК10+53.90 (футляр) | УБП-0,4 | 8,5 | 2 | 2 | 17 |
| ПК3+41.50 – ПК3+58.50 (футляр) | УБП-0,4 | 8,5 | 2 | 2 | 17 |

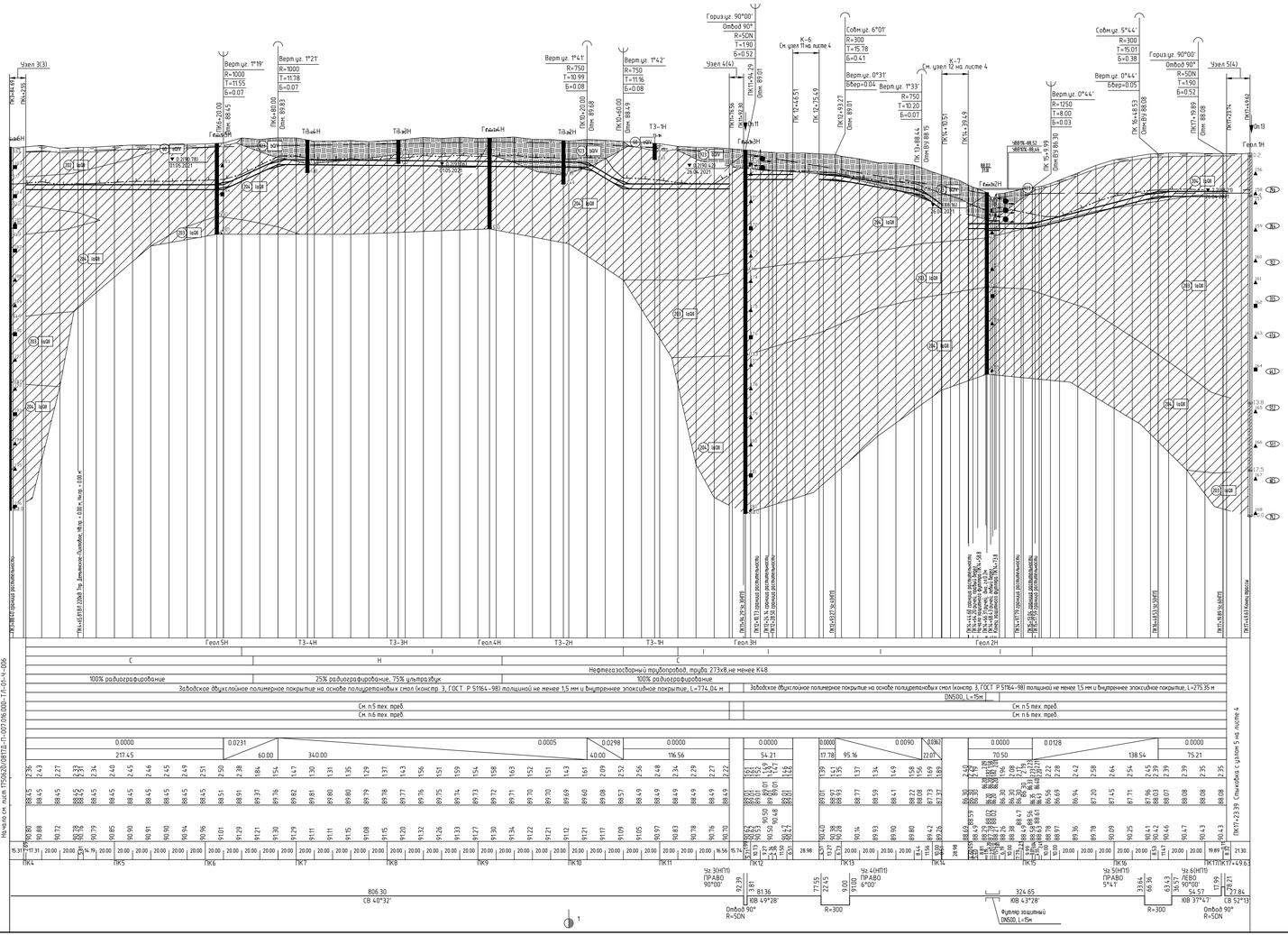
М1:2000 по горизонтали

М1:100 – по вертикали

М1:100-по вертикали-грунты

| | |
|---|---|
| Номер скважины | Геол.3К … Гео |
| Тип болот по проходимости | I |
| Категория участка трубопровода | С |
| Тех. хар-ка укладки труб | Нефтегазосборный трубопровод, труба 219х8, не менее К48 |
| Контроль сварных стыков | 100% радиографирование |
| Тип изоляции и ее протяженность | См. п.5 тех. треб., L=384,7 м |
| Защитный кожух | DN400, L=17м; DN400, L=17м |
| Защита изоляции от мех. повр. | См. п.6 тех. треб.; См. п.6 тех. треб. |
| Способ закрепления трубопровода | См. п.7 тех. треб.; См. п.7 тех. треб. |
| Способ разработки траншеи | |
| Способ засыпки траншеи | |
| Уклон / Расстояния | 0.0000 / 113.02; 0.0000 / 77.06; 0.0264 / 33.23; 0.0000 / 149.03 |
| Глубина траншеи, м | 1.04, 1.76, 1.63, 1.59, 1.79, 1.71, 1.62, 1.60, 1.60, 1.63, 2.00, 2.32, 2.36, 2.35, 2.31, 2.29, 2.30, 2.31, 2.33, 2.43, 2.46, 2.36, 2.37, 2.37, 2.34, 2.34 |
| Отметка низа трубы | 89.36, 89.36, 89.36, 89.36, 89.36, 89.36, 89.36, 89.36, 89.36, 89.33, 89.30, 88.90, 88.55, 88.51, 88.49, 88.49, 88.49, 88.49, 88.49, 88.39, 88.49, 88.37, 88.49, 88.49, 88.49, 88.49, 88.49

# Продольный профиль трубопровода от куста №1-бис от ПК3+84.69 до ПК17+49.63




## Ведомость кривых искусственного гнутья

| Местоположение вершины угла | | Плоскость поворота | Величина угла поворота | | Радиус гиба гнутого отвода R, м / Ед. DN | Количество типоразмеров отводов |
|---|---|---|---|---|---|---|
| КМ | ПК | | град | мин | | |
| 1 | 11+94.29 | Гориз. | 90 | 00 | 50N | 90° |
| 1 | 17+19.89 | Гориз. | 90 | 00 | 50N | 90° |

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Буровая скважина

- Ст.1 Точка статического зондирования и ее номер
- 1.0 граница инженерно-геологического элемента
- ▼ 11(25.22) / 27.07.11 Установившийся уровень подземных вод (абс. отм.) / Дата замера
- 10.0 Глубина скважины, м
- (9) Номер инженерно-геологического элемента
- ЮГV Геологический индекс
- 30 ▲ Отбор проб грунта нарушенной структуры слева номер пробы
- 31 ■ Отбор проб грунта ненарушенной структуры слева номер пробы
- (1Н) Номер пункта по порядку - группа грунта по трудности разработки в соответствии с ГЖИ 81-02-01-2001 "Земляные работы"
- Нормативная глубина сезонного промерзания
- Установившийся уровень грунтовых вод
- 30 Удельное электрическое сопротивление грунтов, Ом*м
- 10 Испытание грунта методом вращательного среза номер опыта
- eQV (6) Почвенно-растительный слой
- IaQII (202) Суглинок полутвердый
- IaQII (203) Суглинок тугопластичный
- IaQII (204) Суглинок мягкопластичный
- bQIV (92) Торф сильноразложившийся

Степень влажности мягких грунтов: Малой степени водонасыщения; Средней степени водонасыщения; Насыщенный водой

Консистенция связных грунтов: Твердая; Полутвердая; Тугопластичная; Пластичная; Мягкопластичная; Текучепластичная; Текучая

1. Данный лист выполнен на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-03-Ч-006.
2. Система высот-Балтийская 1977г.
3. Данный лист читать совместно с листом 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-006.
4. План нефтегазосборного трубопровода см. листы 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-003 и 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-004.
5. Защиту антикоррозионного покрытия под утяжелителями выполнить ковриками из НСМ в соответствии с таблицей. Концы ковриков должны выступать за пределы утяжелителя не менее чем на 200 мм.
6. Выполнить балластировку трубопровода в соответствии с таблицей. В качестве соединительных поясов использовать пояса из технической ткани.

| Участок | Тип груза | Шаг,м | Кол-во | Кол-во защитных ковриков | Длина участка |
|---|---|---|---|---|---|
| ПК4.+2.68 – ПК6+8.44 | УБП-0,3а | 18,7 | 11 | 11 | 205,76 |
| ПК6+8.44 – ПК6+31.55 | УБП-0,3а | 7,7 | 3 | 3 | 23,11 |
| ПК6+31.55 – ПК6+68.21 | УБП-0,3а | 18,3 | 2 | 2 | 36,68 |
| ПК6+68.21 – ПК6+91.78 | УБП-0,3а | 11,8 | 2 | 2 | 23,56 |
| ПК6+91.78 – ПК10+9.01 | УБП-0,3а | 19,8 | 16 | 16 | 317,23 |
| ПК10+9.01 – ПК10+30.98 | УБП-0,3а | 11 | 2 | 2 | 21,98 |
| ПК10+30.98 – ПК10+48.84 | УБП-0,3а | – | 1 | 1 | 17,87 |
| ПК10+48.84 – ПК10+71.15 | УБП-0,3а | 7,4 | 3 | 3 | 22,32 |
| ПК10+71.15 – ПК11+76.55 | УБП-0,3а | 17,6 | 6 | 6 | 105,4 |
| ПК11+92.29 – ПК12+46.50 | УБП-0,3а | 18,1 | 3 | 3 | 54,21 |
| ПК12+46.50 – ПК12+75.49 (компенсатор) | УБП-0,3а | 18 | 2 | 2 | 36 |
| ПК12+75.49 – ПК13+9.05 | УБП-0,3а | 16,8 | 2 | 2 | 33,55 |
| ПК13+9.05 – ПК13+78.24 | УБП-0,3а | 17,3 | 4 | 4 | 69,19 |
| ПК13+78.24 – ПК13+98.63 | УБП-0,3а | 10,2 | 2 | 2 | 20,4 |
| ПК13+98.63 – ПК14+10.50 | УБП-0,3а | – | 1 | 1 | 11,87 |
| ПК14+10.50 – ПК14+39.49 (компенсатор) | УБП-0,3а | 18 | 2 | 2 | 36 |
| ПК14+39.49 – ПК14+58.80 | УБП-0,3а | – | 1 | 1 | 19,32 |
| ПК14+58.80 – ПК15+73.80 (фурнир) | 2-УТК530-12 | 3,8 | 4 | 4 | 15 |
| ПК14+73.80 – ПК15+1.99 | УБП-0,3а | 14,1 | 2 | 2 | 28,18 |
| ПК15+1.99 – ПК15+17.99 | УБП-0,3а | 8 | 2 | 2 | 16 |
| ПК15+17.99 – ПК16+33.52 | УБП-0,3а | 19,3 | 6 | 6 | 115,54 |
| ПК16+33.52 – ПК16+63.54 | УБП-0,3а | 15 | 2 | 2 | 30,02 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 0841-21 | | 28.10.21 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-007 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №Док. | Подп. | Дата | Куст скважин №1-бис Северо-Танкынского месторождения. Обустройство |
| Разраб. | | Арутюнов | | | 28.10.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы — Стадия: П; Лист: 7; Листов: |
| Зав. ср. | | Кузенкова | | | 28.10.21 | |
| Гл.спец. | | Смычкова | | | 28.10.21 | |
| Нач. отд. | | Трофимов | | | 28.10.21 | Продольный профиль трубопровода от куста №1-бис от ПК3+84.69 до ПК17+49.63 — ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" |
| Н. контр. | | Камчиков | | | 28.10.21 | |
| ГИП | | Гусев | | | 28.10.21 | |

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

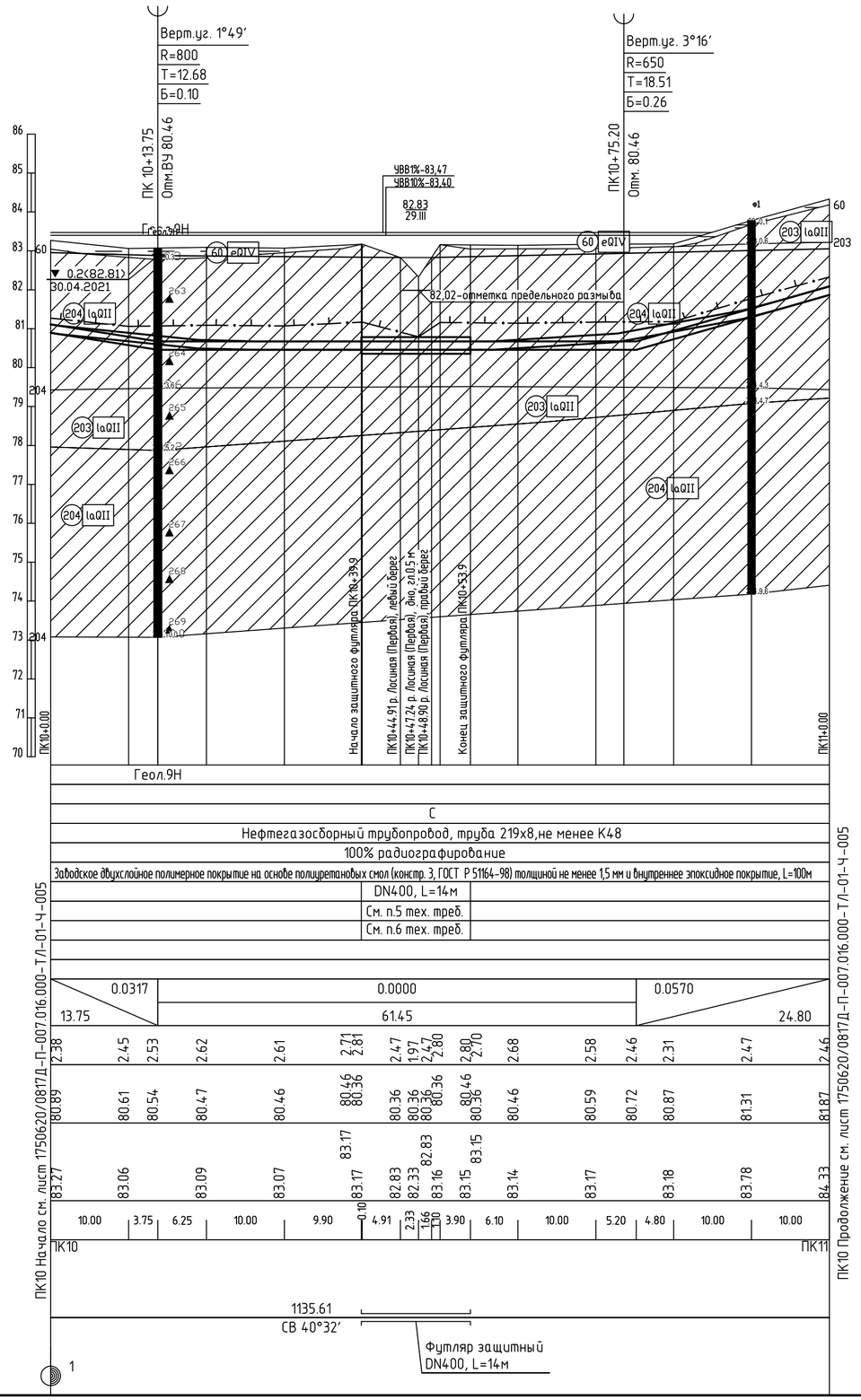
Инв. № подл. 29841

Документ разработан в ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"
Информация, содержащаяся в документе, может быть разглашена или передана третьим лицам только в установленных федеральными законами случаях.

1750620_0817ТО-Р-007_016_000-ТЛ-01-СН-007-гС02.dwg

Формат А2х3

# Укрупненный продольный профиль перехода через р. Лосиная (Первая) трубопровода от подключения куста №1 от ПК10 до ПК11




M1:500 по горизонтали

M1:100 – по вертикали

M1:100–по вертикали–грунты

## УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Буровая скважина

1.0 граница инженерно-геологического элемента

▼ 1.1 (25.22) 27.07.17 — Установившийся уровень подземных вод (абс. отм.) / Дата замера

10.0 Глубина скважины, м

204 Номер инженерно-геологического элемента

aQIV Геологический индекс

30 ▲ Отбор проб грунта нарушенной структуры слева номер пробы

31 ■ Отбор проб грунта ненарушенной структуры слева номер пробы

37А Номер пункта по порядку – группа грунта по трудности разработки в соответствии с ГЭСН 81-02-01-2020 "Земляные работы"

Нормативная глубина сезонного промерзания

Установившийся уровень грунтовых вод

eQIV 60 Почвенно-растительный слой

laQII 203 Суглинок тугопластичный

laQII 204 Суглинок мягкопластичный

| Степень влажности несвязных грунтов | Консистенция связных грунтов |
|---|---|
| Малой степени водонасыщения | Твердая |
| | Полутвердая |
| | Тугопластичная |
| Средней степени водонасыщения | Пластичная |
| | Мягкопластичная |
| | Текучепластичная |
| Насыщенный водой | Текучая |

1. Данный лист выполнен на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГИ-03-Ч-013.
2. Система высот-Балтийская 1977г.
3. Данный лист читать совместно с листами 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-005 и 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-010.
4. План нефтегазосборного трубопровода см. листы 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-002.
5. Защиту антикоррозионного покрытия под утяжелителями выполнить ковриками из НСМ в соответствии с таблицей. Концы ковриков должны выступать за пределы утяжелителя не менее чем на 200 мм.
6. Выполнить балластировку трубопровода в соответствии с таблицей:

| Участок | Тип пригруза | Шаг,м | Кол-во | Кол-во защитных ковриков | Длина участка |
|---|---|---|---|---|---|
| ПК10+39.90 – ПК10+53.90 (футляр) | 2-УТК426-12 | 7 | 2 | 2 | 14 |

| Изм. | Кол. уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 |

1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-008

Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство

| | | |
|---|---|---|
| Разраб. | Арутюнов | 24.08.21 |
| Зав. гр. | Кузенкова | 24.08.21 |
| Гл.спец. | Смычкова | 24.08.21 |
| Нач. отд. | Трифонов | 24.08.21 |
| Н. контр. | Каминник | 24.08.21 |
| ГИП | Гусев | 24.08.21 |

Технологические решения. Промысловые трубопроводы

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 8 | |

Укрупненный продольный профиль перехода через р. Лосиная (Первая) трубопровода от подключения куста №1 от ПК10 до ПК11

ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

Согласовано

Согласовано

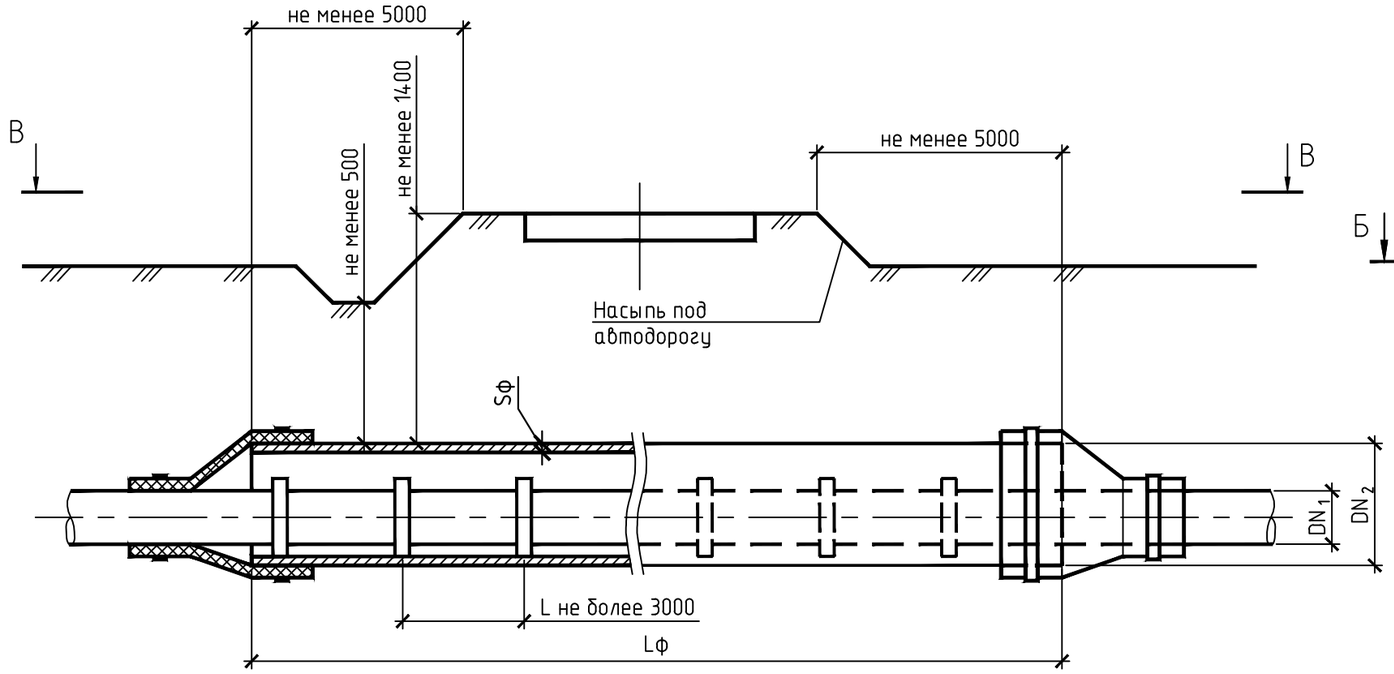
Взам. инв.№

Подп. и дата

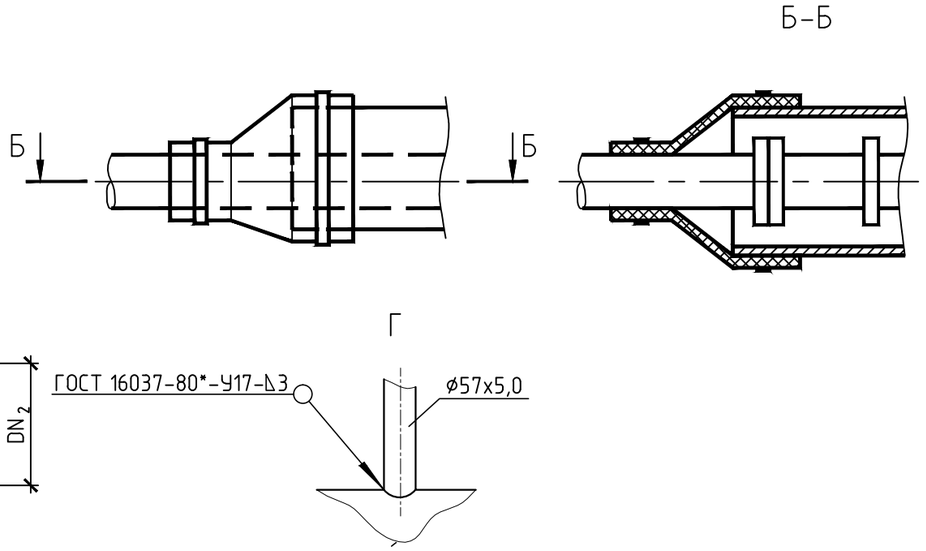
Инв. № подл. 29816/П

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

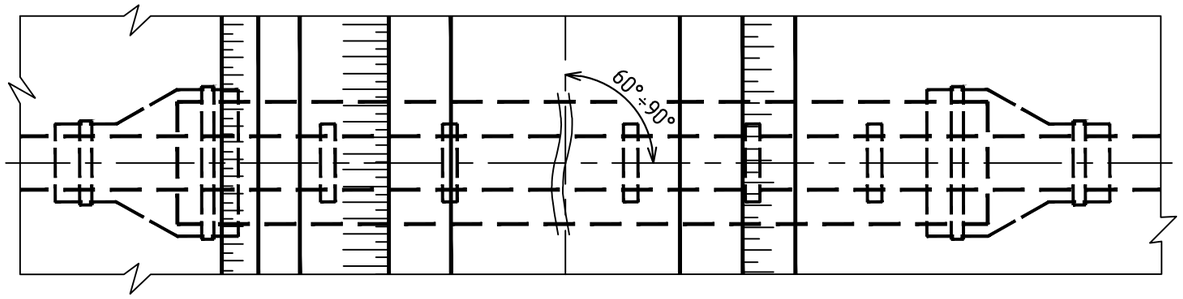
# Футляр защитный




Герметизация концов кожуха манжетами




В-В




1. Лист выполнен на основании № П1-01.05 ПДТП-0006 лист 3297-ТПР-009.001.014-ТХ-01-Ч-002.
2. Защитный футляр предусмотрен из трубы по МУК №П4-06 М-0111 в антикоррозионной изоляции по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция 15 таблицы 1), наносимой в трассовых условиях.
3. Трубная плеть оснащается опорно-направляющими устройствами, изготовленными из диэлектрического материала, предназначенными для обеспечения проектного положения трубопровода относительно кожуха и создания электрической изоляции от защитного кожуха, препятствуя проникновению блуждающих токов между ними. Опорно- направляющие кольца состоят из двух полуколец, верхнего и нижнего, которые при сборке стягиваются двумя болтовыми соединениями и служат как опоры для трубной плети.
4. Торцевым уплотнителем, предназначенным для герметизации межтрубного пространства между защитным футляром и трубопроводом, служит манжета герметизирующая.
5. Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на нее монтируется укрытие.
6. После укладки футляра и протаскивании через него трубопровода необходимо выполнить проверку на наличие электрического контакта "трубопровод-футляр" путем измерения сопротивления мегометром на напряжение 500В. Сопротивление должно быть не менее 1 МхОм.
7. Сварку выполнить электродами Э-50 по ГОСТ 9467-75.

Футляр защитный

| Диаметр трубопровода $DN_1$, мм | Диаметр футляра $DN_2$, мм | Длина футляра Lф, м | Количество футляров, шт. | Sф, мм | Количество опорных колец, шт. |
|---|---|---|---|---|---|
| 200 | 400 | 17 | 2 | 10 | 9 |

| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-009 | | |
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство | | |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | |
| Разраб. | | Арутюнов | | | 24.08.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы | Стадия | Лист | Листов |
| Зав. гр. | | Кузенкова | | | 24.08.21 | | П | 9 | |
| Гл.спец. | | Смычкова | | | 24.08.21 | | | | |
| Нач. отд. | | Трифонов | | | 24.08.21 | Футляр защитный при переходе через автодороги. Разрезы | ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" | | |
| Н. контр. | | Каминник | | | 24.08.21 | | | | |
| ГИП | | Гусев | | | 24.08.21 | | | | |

Согласовано

Взам. инв.№

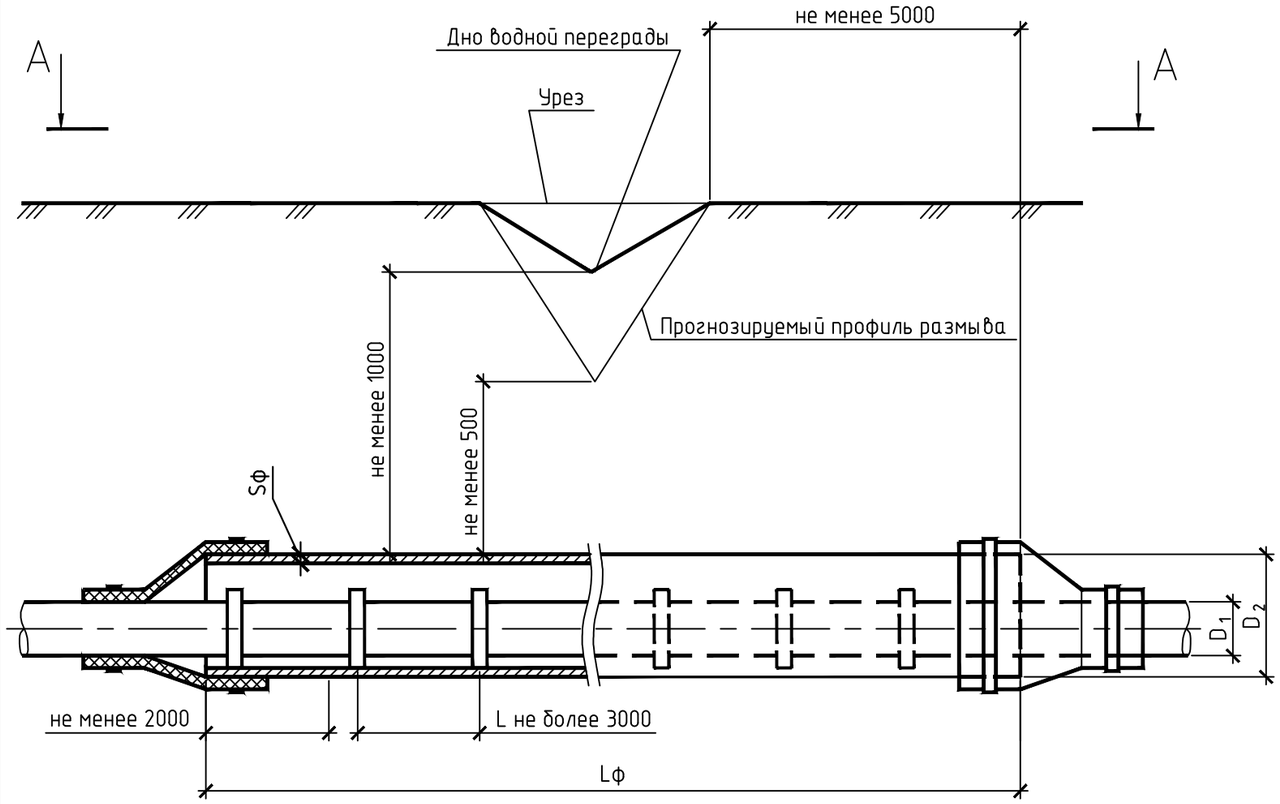
Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П

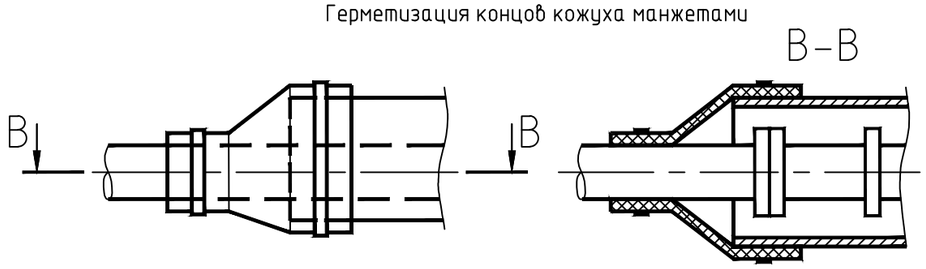
Документ разработан ООО "НК "Роснефть"-НТЦ". Информация, содержащаяся в документе, может быть раскрыта или передана третьим лицам только по соглашению между Разработчиком и Заказчиком

# Футляр защитный при переходе через водные преграды

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




Герметизация концов кожуха манжетами




1. Защитный футляр предусмотрен из трубы по МУК №П4-06 М-0111 в антикоррозионной изоляции по ГОСТ Р 51164-98 (конструкция 15 таблицы 1), наносимой в трассовых условиях.

2. Трубная плеть оснащается опорно-направляющими устройствами, изготовленными из диэлектрического материала, предназначенными для обеспечения проектного положения трубопровода относительно кожуха и создания электрической изоляции от защитного кожуха, препятствуя проникновению блуждающих токов между ними. Опорно- направляющие кольца состоят из двух полуколец, верхнего и нижнего, которые при сборке стягиваются двумя болтовыми соединениями и служат как опоры для трубной плети.

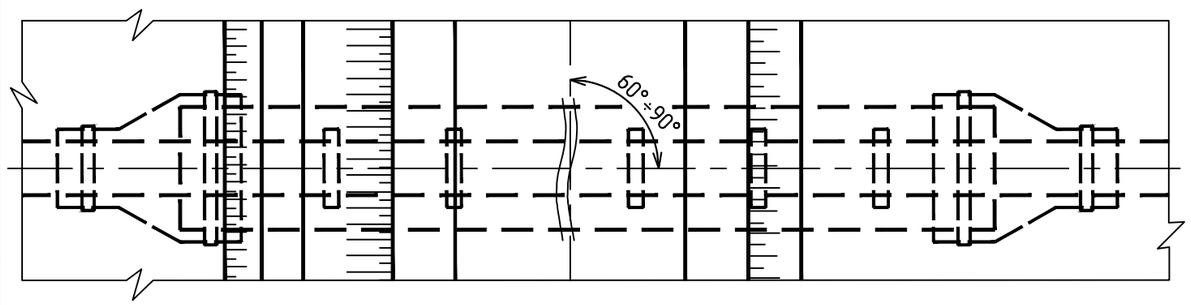
3. Торцевым уплотнителем, предназначенным для герметизации межтрубного пространства между защитным футляром и трубопроводом, служит манжета герметизирующая.

4. Для предохранения манжеты от воздействия грунта засыпки на нее монтируется укрытие.

5. После укладки футляра и протаскивании через него трубопровода необходимо выполнить проверку на наличие электрического контакта "трубопровод-футляр" путем измерения сопротивления мегометром на напряжение 500В. Сопротивление должно быть не менее 1 МхОм.

6. Сварку выполнить электродами Э-50 по ГОСТ 9467-75.

А-А




| Диаметр трубопровода $D_1$, мм | $D_2$, мм | Длина футляра Lф, м | Количество футляров, шт. | Sф, мм | Количество опорных колец, шт. |
|---|---|---|---|---|---|
| 200 | 400 | 14 | 1 | 10 | 8 |
| 250 | 500 | 15 | 1 | 10 | 9 |

| Изм. | Кол. уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 |

1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-010

Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство

| | | | |
|---|---|---|---|
| Разраб. | Арутюнов | | 24.08.21 |
| Зав. гр. | Кузенкова | | 24.08.21 |
| Гл.спец. | Смычкова | | 24.08.21 |
| Нач. отд. | Трифонов | | 24.08.21 |
| Н. контр. | Каминник | | 24.08.21 |
| ГИП | Гусев | | 24.08.21 |

Технологические решения. Промысловые трубопроводы

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 10 | |

Футляр защитный при переходе через водные преграды. Разрезы

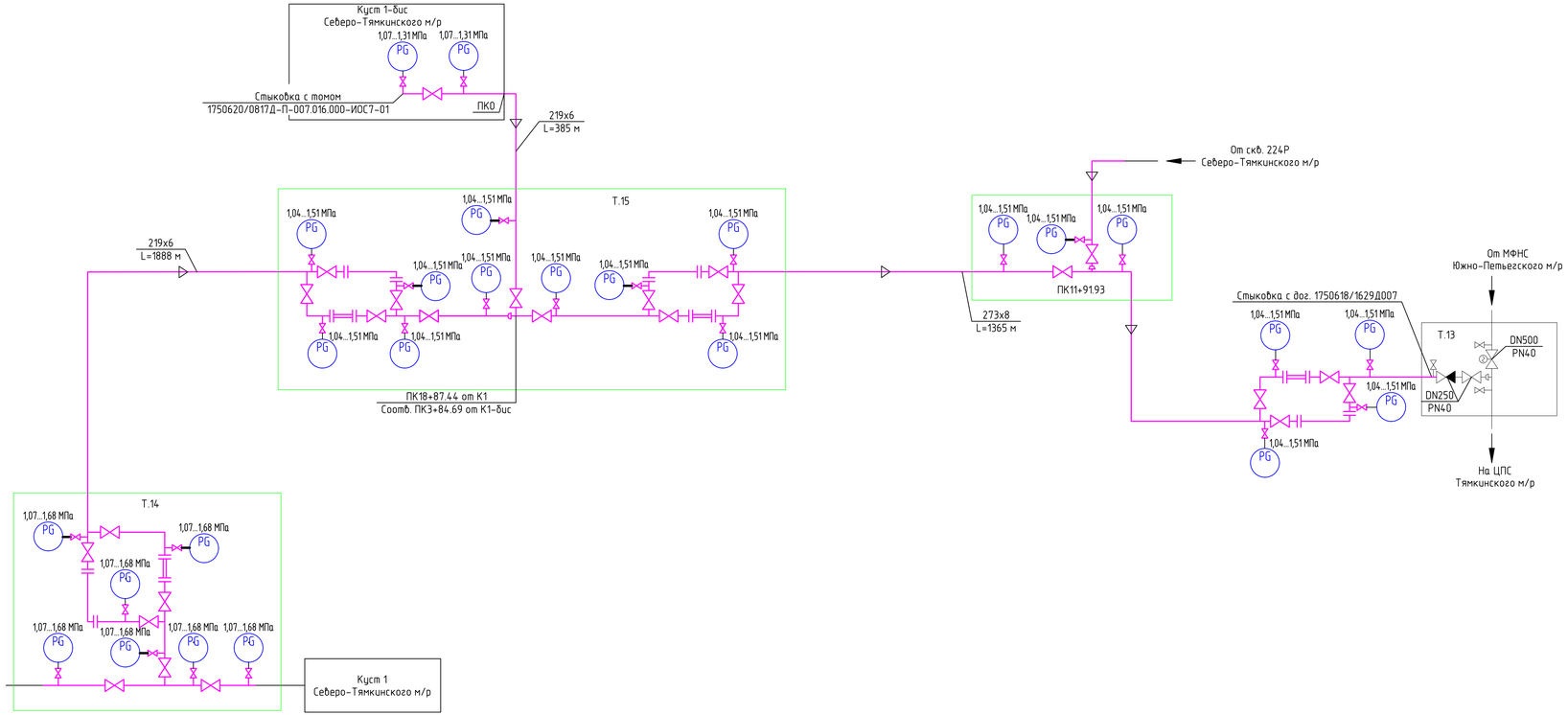
ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П




## Перечень элементов

| Поз. обозна-чение | Наименование | Кол. | Примечание |
|---|---|---|---|
| PG | Манометр технический показывающий | 26 | |

1. Условные обозначения даны по ГОСТ 21.208-2013.
2. Схема выполнена на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-001.

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-АТЛ-01-Ч-001 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство |
| Разраб. | | Кравченко | | | 12.08.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы — Стадия: П; Лист: ; Листов: 1 |
| Зав. гр. | | Корявец | | | 12.08.21 | |
| Гл.спец. | | Подшивалов | | | 12.08.21 | |
| Нач. отд. | | Жарихина | | | 12.08.21 | Схема автоматизации — ООО "НК "Роснефть"-НТЦ |
| Н. контр. | | Каминник | | | 12.08.21 | |
| ГИП | | Гусев | | | 12.08.21 | |

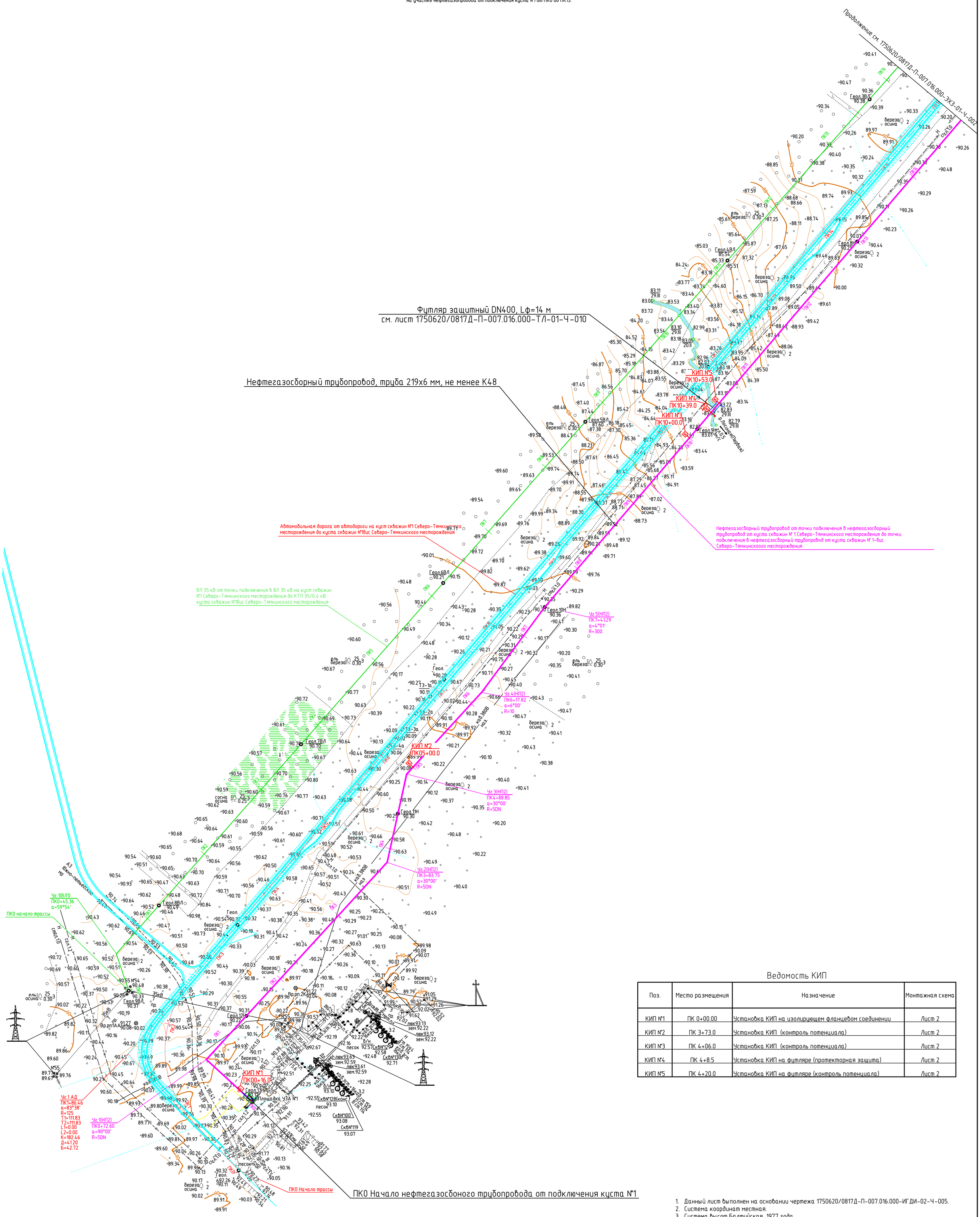
1750620_0817D-P-007_016_000-ATL-01-CH-001-rC02.dwg

Формат А4х3

| Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № |
|---|---|---|
| 29816/П | | |

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

План размещения оборудования ЭХЗ
на участке нефтегазопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК15.




## Ведомость КИП

| Поз. | Место размещения | Назначение | Монтажная схема |
|---|---|---|---|
| КИП №1 | ПК 0+00.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 2 |
| КИП №2 | ПК 3+73.0 | Установка КИП (контроль потенциала) | Лист 2 |
| КИП №3 | ПК 4+06.0 | Установка КИП (контроль потенциала) | Лист 2 |
| КИП №4 | ПК 4+8.5 | Установка КИП на футляре (протекторная защита) | Лист 2 |
| КИП №5 | ПК 4+20.0 | Установка КИП на футляре (контроль потенциала) | Лист 2 |

1. Данный лист выполнен на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-02-Ч-005.
2. Система координат местная.
3. Система высот Балтийская, 1977 года.
4. Полевые работы выполнены в марте-апреле 2021 г.

## Условные обозначения:

- контрольно-измерительный пункт с БДРМ
- контрольно-измерительный пункт с БДРМ и протектором
- электроизолирующее соединение

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-001 |
| Изм. | Кол. уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство |
| Разраб. | | Танский | | | 12.08.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы — Стадия: П; Лист: 1; Листов: 4 |
| Зав. гр. | | Слюсарев | | | 12.08.21 | |
| Гл. спец. | | Беляев | | | 12.08.21 | |
| Нач. отд. | | Лавринович | | | 12.08.21 | План размещения оборудования ЭХЗ на участке нефтегазопровода от подключения куста №1 от ПК0 до ПК15. Ведомость КИП |
| Н. контр. | | Каминник | | | 12.08.21 | ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" |
| ГИП | | Гусев | | | 12.08.21 | |

Согласовано

Согласовано

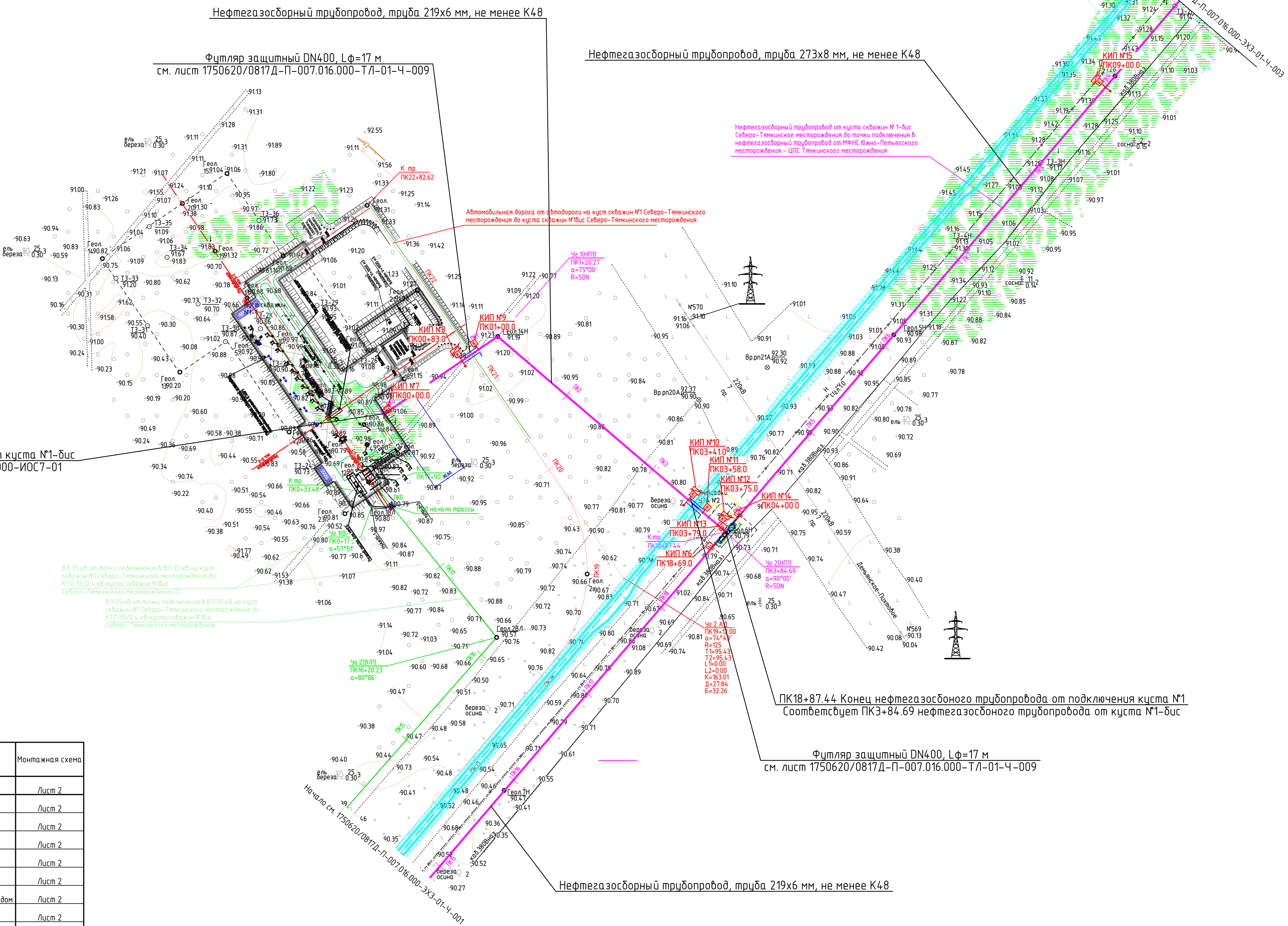
Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв. № подл. 29816/П

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

# План размещения оборудования ЭХЗ на участке нефтегазопровода от подключения куста №1 от ПК15 до ПК18+87.44 и трубопровода от куста №1-бис от ПК0 до ПК10




## Ведомость КИП

| Поз. | Место размещения | Назначение | Монтажная схема |
|---|---|---|---|
| КИП №6 | ПК 18+69.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 2 |
| КИП №7 | ПК 00+00.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 2 |
| КИП №8 | ПК 00+83.00 | Установка КИП на футляре (протекторная защита) | Лист 2 |
| КИП №9 | ПК 01+00.00 | Установка КИП на футляре (контроль потенциала) | Лист 2 |
| КИП №10 | ПК 03+41.00 | Установка КИП на футляре (протекторная защита) | Лист 2 |
| КИП №11 | ПК 03+58.00 | Установка КИП на футляре (контроль потенциала) | Лист 2 |
| КИП №12 | ПК 03+75.00 | Установка КИП на пересечении с существующим трубопроводом | Лист 2 |
| КИП №13 | ПК 03+79.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 2 |
| КИП №14 | ПК 04+00.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 2 |
| КИП №15 | ПК 09+00.00 | Установка КИП (протекторная защита) | Лист 2 |

1. Данный лист выполнен на основании чертежа 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИГДИ-02-Ч-006.
2. Система координат местная.
3. Система высот Балтийская, 1977 года.
4. Полевые работы выполнены в марте-апреле 2021 г.

Условные обозначения:

- контрольно-измерительный пункт с БДРМ
- контрольно-измерительный пункт с БДРМ и протектором
- электроизолирующее соединение

Условные обозначения:

- контрольно-измерительный пункт
- контрольно-измерительный пункт с БДРМ
- контрольно-измерительный пункт с БДРМ и протектором
- электроизолирующее соединение

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

Согласовано

Согласовано

Взам. инв.№ | Подп. и дата | Инв. № подл. № 29816/П

| Изм. | Кол. уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 |
| Разраб. | | Танский | | | 12.08.21 |
| Зав. гр. | | Слюсарев | | | 12.08.21 |
| Гл. спец. | | Беляев | | | 12.08.21 |
| Нач. отд. | | Лавринович | | | 12.08.21 |
| Н. контр. | | Каминник | | | 12.08.21 |
| ГИП | | Гусев | | | 12.08.21 |

1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-002

Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство

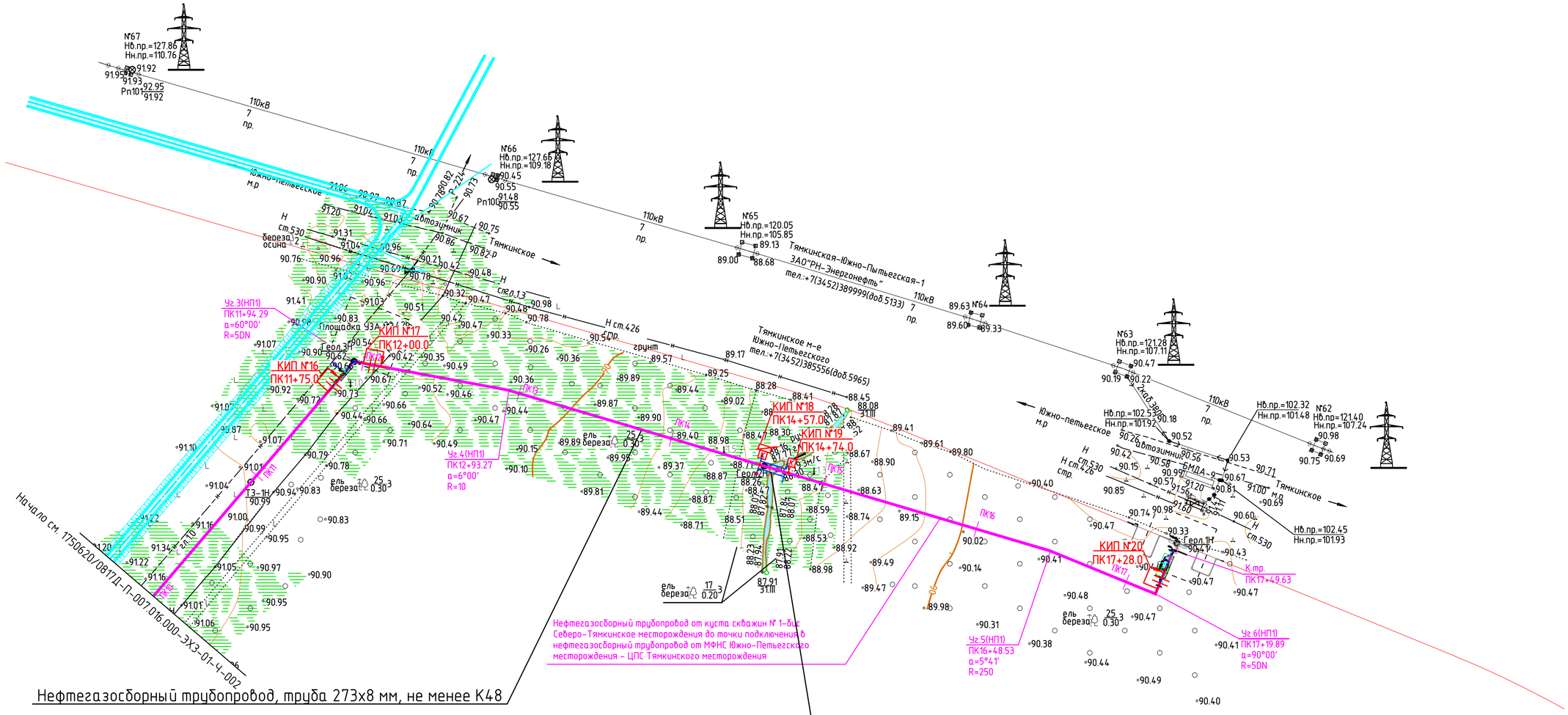
Технологические решения. Промысловые трубопроводы

| Стадия | Лист | Листов |
|---|---|---|
| П | 2 | |

План размещения оборудования ЭХЗ на участке нефтегазопровода от подключения куста №1 от ПК15 до ПК18+87.44 и трубопровода от куста №1-бис от ПК0 до ПК10. Ведомость КИП

ООО "НК "Роснефть"-НТЦ"

# План размещения средств ЭХЗ от куста №1-бис от ПК10 до ПК17+49.63.




Нефтегазосборный трубопровод, труба 273х8 мм, не менее К48

Футляр защитный DN500, Lф=15 м
см. лист 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-01-Ч-010

## Ведомость КИП

| Поз. | Место размещения | Назначение | Монтажная схема |
|---|---|---|---|
| КИП №16 | ПК 11+75.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 8 |
| КИП №17 | ПК 12+00.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 8 |
| КИП №18 | ПК 14+57.00 | Установка КИП на футляре (протекторная защита) | Лист 5 |
| КИП №19 | ПК 14+74.00 | Установка КИП на футляре (контроль потенциала) | Лист 5 |
| КИП №19 | ПК 17+28.00 | Установка КИП на изолирующем фланцевом соединении | Лист 8 |

## Условные обозначения:

- контрольно-измерительный пункт
- контрольно-измерительный пункт с БДРМ и протектором
- электроизолирующее соединение

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | - | Зам. | 13941-21 | | 28.10.21 | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-003 |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство |
| Разраб. | | Танский | | | 12.08.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы — Стадия: П; Лист: 3; Листов: |
| Зав. гр. | | Слюсарев | | | 12.08.21 | |
| Гл. спец. | | Беляев | | | 12.08.21 | |
| Нач. отд. | | Лавринович | | | 12.08.21 | План размещения средств ЭХЗ от куста №1-бис от ПК10 до ПК17+49.63. Ведомость КИП — ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" |
| Н. контр. | | Каминник | | | 12.08.21 | |
| ГИП | | Гусев | | | 12.08.21 | |

Согласовано

Согласовано

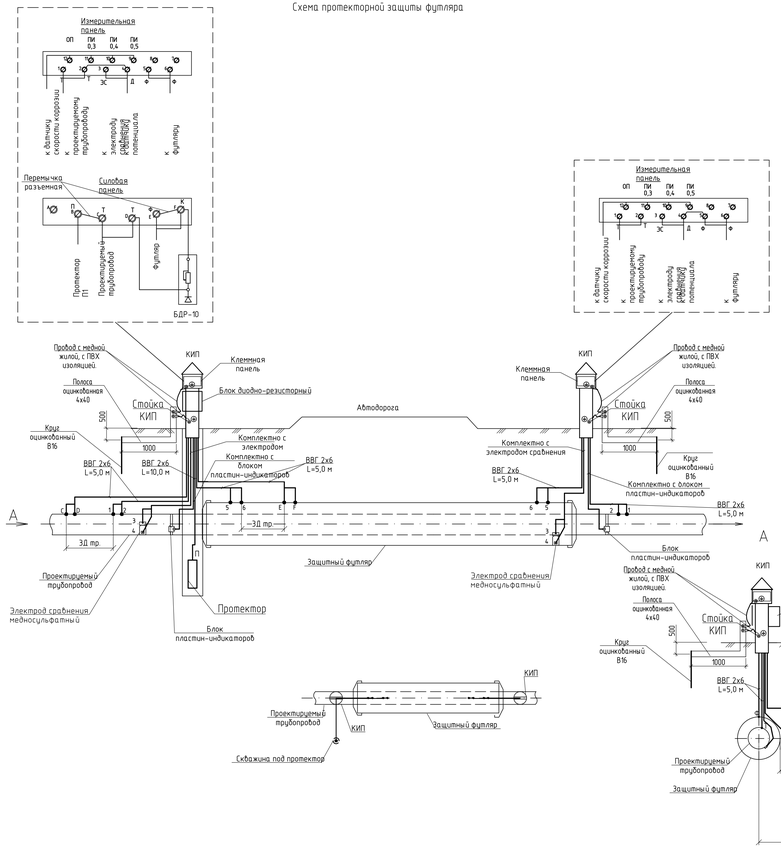
Взам. инв.№

Подп. и дата

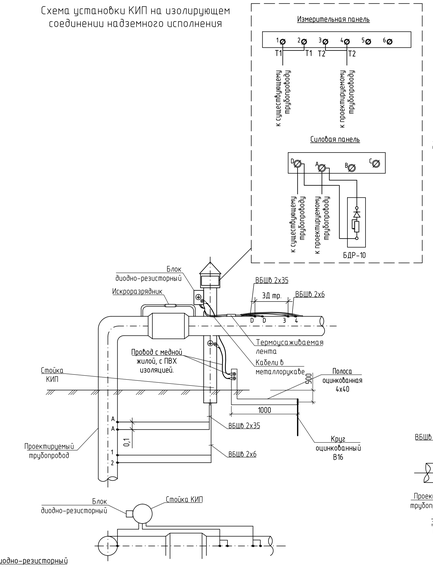
Инв. № подл. № 29816/П

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

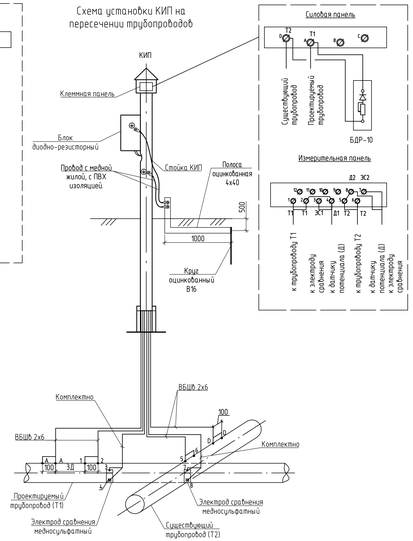
## Схема протекторной защиты футляра

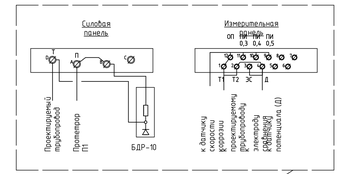



## Схема установки КИП на изолирующем соединении надземного исполнения

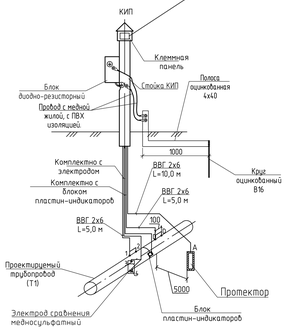


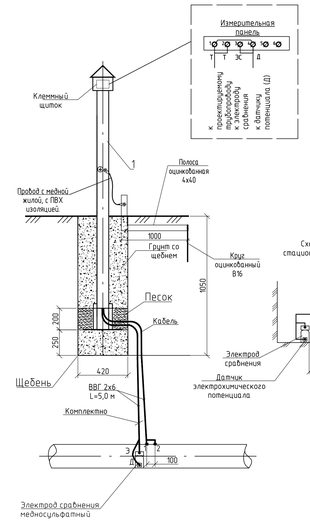

## Схема установки КИП на пересечении трубопроводов




## Схема протекторной защиты трубопровода




| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-01-Ч-004 | | |
| 1 | - | Зам. | 6941-21 | | | 28.10.21 | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство | | | |
| Изм. | Кол.уч. | Лист | №док. | Подп. | Дата | | | | | |
| Разраб. | | Тонких | | | 12.08.21 | Технологические решения. Промысловые трубопроводы | Стадия | Лист | Листов | |
| Зав. ср. | | Смеседей | | | 12.08.21 | | П | 4 | | |
| Гл. спец. | | Белтев | | | 12.08.21 | | | | | |
| Нач. отд. | | Лобанович | | | 12.08.21 | | | | | |
| Н. контр. | | Каминник | | | 12.08.21 | Монтажные схемы подключений электрохимической защиты | ООО "НК "Роснефть"-НТЦ" | | | |
| ГИП | | Гуцев | | | 12.08.21 | | | | | |

1750620_0817D-P-007_016_000-EHZ-01-CH-004-rC02.dwg

Формат А3х4

Согласовано

Взам. инв.№

Подп. и дата

Инв.№ подл.

Документ разработан ООО ПК "Роснефть -НТЦ" в формате PDF согласно требованиям СТО Роснефть, может быть использован для передачи третьим лицам только по согласованному в Роснефтьсети с ДИТ формату

| Разрешение | Обозначение | 1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02 |
|---|---|---|
| 13941-21 | Наименование объекта строительства | Куст скважин №1-бис Северо-Тямкинского месторождения. Обустройство |

| Изм. | Лист | Содержание изменения | Код | Примечание |
|---|---|---|---|---|
| 1 | | Обложку и титульный лист заменить.<br>Внесена информация об изменении<br><br>**1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02-С** | 3.5 | Изменения внесены на основании внутренней экспертизы Заказчика. |
| | 1 | Лист заменить.<br>Внесена информация об изменении<br><br>**1750620/0817Д-П-007.016.000-ИОС7-02** | | |
| | 1-79 | Листы заменить. Внесены изменения на листах:<br><br>34 Листы заменить. Откорректирована ссылка на Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020г. №534.<br><br>72 Лист заменить. Внесена информация в таблицу регистрации изменений | | |
| | 1-10 | **С 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-Ч-001 по 1750620/0817Д-П-007.016.000-ТЛ-Ч-010**<br>Листы заменить. Внесены изменения на листах:<br><br>1 Лист заменить.<br>Актуализирована схема.<br><br>2 Лист заменить.<br>Откорректирован узел 1.<br><br>3 Лист заменить.<br>Откорректирован узел 3.<br><br>4 Лист заменить.<br>Откорректированы узлы 4, 5, 11, 12.<br><br>5 Лист заменить.<br>Откорректированы границы узлов узлы 1, 3.<br><br>7 Лист заменить.<br>Откорректированы границы узлов узлы 3, 5. | | |

Согласовано

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Изм. внес | Арутюнов | | 28.10.21 | ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»<br>ИНН 2310095895<br>Управление технологического проектирования<br>Отдел линейных трубопроводов | Лист | Листов |
| Составил | Трифонов | | 28.10.21 | | | |
| ГИП | Кравец | | 28.10.21 | | 1 | 2 |
| Утв. | Игнатенко | | 28.10.21 | | | |

Формат А4

| Разрешение | Обозначение | 1750618/1629Д007-П-023.000.000-ТКР1-01 (Изм.4) |
|---|---|---|
| **8156-21** | Наименование объекта строительства | **Межпромысловый трубопровод от Южно-Петьегского месторождения до ЦПС Тямкинского месторождения. Реконструкция** |

| Изм. | Лист | Содержание изменения | Код | Примечание |
|---|---|---|---|---|
| | 1 | **1750620/0817Д-П-007.016.000-АТЛ-Ч-001**<br>Лист заменить. | | |
| | 1-4 | **С 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-Ч-001**<br>**по 1750620/0817Д-П-007.016.000-ЭХЗ-Ч-004**<br>Листы заменить. | | |



Формат А4