



Заказчик – ООО «Газпромнефть-Хантос»

**Площадка для утилизации отходов на Западно-Зимнем  
лицензионном участке**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 2. Внеплощадочные сети**

**ЗЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00**

**Том 5.7.2**



Заказчик – ООО «Газпромнефть-Хантос»

**Площадка для утилизации отходов на Западно-Зимнем  
лицензионном участке**

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

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

**Подраздел 7. Технологические решения**

**Часть 2. Внеплощадочные сети**

**3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00**

**Том 5.7.2**



Технический директор

/ Р.С. Каримов /

25.03.2022

Главный инженер проекта

/ А.Э. Алитдинов /

25.03.2022

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

## СОДЕРЖАНИЕ ТОМА

Обозначение	Наименование	Примечание
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-С-001	Содержание тома 5.7.2	1 лист
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Текстовая часть	64 листа
	Графическая часть	
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-001	Ведомость документов графической части	1 лист
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-002	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный» Ситуационный план (1:25000)	1 лист
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-003	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный». Схема технологическая принципиальная	1 лист
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-004	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный». План ПК0+0,0 – ПК25+0,0 (1:2000)	1 лист
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-005	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный». План ПК25+0,0 – ПК44+67,97 (1:2000)	1 лист
		Всего 70 листов

Состав проектной документации представлен отдельным томом.

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-С-001

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гиндуллина			25.03.22
Н.контр.		Легостаева			25.03.22
ГИП		Алитдинов			25.03.22

Содержание тома 5.7.2

Стадия	Лист	Листов
П		1








**Ю Г Р А**  
нефтегазпроект

## Содержание

Перечень принятых сокращений.....	3
1 Общие сведения .....	4
2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд.....	6
3 Особые природно-климатические условия земельного участка.....	7
4 Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании промышленного трубопровода.....	8
5 Сведения о грунтовых водах .....	10
6 Категория и класс промышленного трубопровода .....	12
7 Проектная мощность промышленных трубопроводов.....	13
7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта.....	13
7.2 Характеристика транспортируемой продукции .....	13
7.3 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта	14
7.4 Характеристика параметров трубопровода .....	14
7.5 Обоснование диаметра трубопровода .....	16
7.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении .....	16
7.7 Расчет промышленных трубопроводов на прочность и устойчивость, выбор типоразмеров и характеристик .....	17
7.8 Обоснование мест установки запорной арматуры .....	18
7.9 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании	20
7.10 Описание проектных решений по прокладке трубопроводов.....	20
7.10.1 Пересечения через болота и водные преграды.....	22
7.10.2 Пересечения с подземными коммуникациями и ВЛ .....	22
7.10.3 Пересечения с автомобильными дорогами.....	23
7.11 Контроль качества сварных соединений трубопровода .....	24
7.12 Очистка полости и испытание трубопровода .....	24
7.13 Описание системы диагностики состояния трубопроводов .....	27
7.14 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, в том числе задвижек, а также методов управления оборудованием .....	31
7.15 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов .....	32
7.16 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам и физические характеристики стали труб, принятые для расчета.....	34

Согласовано		

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

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Гиндуллина			25.03.22
Нач.отд.		Карпов			25.03.22
Н.контр.		Легостаева			25.03.22
ГИП		Алитдинов			25.03.22
Текстовая часть					
Стадия		Лист		Листов	
П		1		64	
					

7.17	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопроводов.....	35
8	Перечень мероприятий по энергосбережению .....	37
9	Обоснование количества и типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов.....	38
10	Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах.....	39
11	Сведения о наличии сертификатов соответствия требований промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств .....	41
12	Сведения о расчетной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащенности .....	42
13	Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных объектов.....	43
14	Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники.....	46
15	Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сброса вредных веществ в окружающую среду.....	47
16	Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов.....	48
17	Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов .....	49
18	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов .....	50
	Приложение А (обязательное) Гидравлический расчет нефтегазосборных трубопроводов .....	51
	Приложение Б (обязательное) Расчет баллаستировки трубопроводов .....	61
	Перечень нормативно-технической документации.....	62

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

## Перечень принятых сокращений

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ВПТ – внутрипромысловые трубопроводы

ИГЭ - инженерно-геологический элемент

ППК – пружинный предохранительный клапан

ППР – проект производства работ

СИЗ – средства индивидуальной защиты

НА – насосный агрегат

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

## 1 Общие сведения

Проектная документация выполнена согласно постановлению Правительства № 87 и в соответствии с составом проектной документации, представленным отдельным томом.

Раздел «Внеплощадочные сети» в составе проектной документации по объекту «Площадка для утилизации отходов на Западно-Зимнем лицензионном участке» разработан на основании:

- задания на проектирование, утвержденного генеральным директором ООО «Газпромнефть-Хантос» А.Г.Кан 13.02.2020, представленного в приложении А раздела «Пояснительная записка»;

- материалы инженерных изысканий, выполненные ООО «Югранефтегазпроект» в апреле – июле 2021 года;.

ООО «Югранефтегазпроект» имеет право выполнять проектные работы на основании членства в АСРО «Башкирское общество архитекторов и проектировщиков» (регистрационный номер члена в реестре СРО АСРО «БООАП» и дата его регистрации в Едином реестре № СРО-П-Б-0063 от 08.09.2009), что подтверждается выпиской из Реестра членов СРО.

Объект строительства трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный» предназначен для увеличения объемов добычи нефти и газа ООО «Газпромнефть-Хантос».

Проектной документацией предусмотрено строительство трубопровода нефтесборного «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный».

Режим работы трубопроводного транспорта непрерывный.

Трасса проектируемого трубопровода согласована с Заказчиком.

Проектной документацией приняты следующие технические решения:

- рабочее давление в нефтесборном трубопроводе – 4,0 МПа;
- защита трубопроводов от почвенной, атмосферной и внутренней коррозии;
- рекультивация нарушенных при строительстве земель.

Наименования и характеристика проектируемого объекта в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Наименования и характеристика проектируемого объекта

Наименование	Типоразмер трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м
Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный»	Ø159x6	4468

Протяженности трасс инженерных коммуникаций ориентировочные, фактические длины будут указаны в рабочей документации.

Количество проектируемого основного технологического оборудования и подсобно-вспомогательного оборудования определено согласно заданию и исходя из нормативных

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

расстояний в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019, Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», для обеспечения взрыво-пожаробезопасности объектов.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001



## 2 Обоснование потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

В административном отношении район изысканий находится на территории Тюменской области, ХМАО-Югра, Кондинского района, Западно-Зимнего участка.

Ближайший населенный пункт Болчары, расположенный в 12,8 км к юго-западу от участка изысканий.

Ближайшим населенным пунктом, имеющим авиасообщение, является г. Ханты-Мансийск. Сообщение месторождения с населенными пунктами происходит по автодорогам.

Ближайшая железнодорожная станция – Демьянка

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
									6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			



#### 4 Прочностные и деформационные характеристики грунта в основании промышленного трубопровода

В геологическом строении участка изысканий до изученной глубины 18,0 м принимают участие современными озерно-аллювиальными отложениями (IaQ<sub>III</sub>), сложенные песками мелкими и суглинками разной консистенции перекрытые с поверхности локально болотными отложениями (bQ<sub>IV</sub>).

В пределах участка работ на момент изысканий (май-октябрь 2021 г.) подземные воды вскрыты на глубине 0,0-8,4 м. Абсолютные отметки уровней составляет 33,61-37,64 мБС.

Максимальный прогнозный уровень подземных вод ожидается в период весеннего снеготаяния и интенсивного выпадение осадков на 1,5-2,0 м выше установившегося, вплоть до дневной поверхности.

Питание подземных вод осуществляется засчет фильтрации атмосферных осадков, а также в период интенсивного снеготаяния. Разгрузка происходит в местную гидрографическую сеть.

Согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) по критериям типизации территории по подтопляемости, территорию изысканий можно условно отнести:

- по наличию процесса подтопления, к подтопленной;
- по условиям развития процесса тип I-A-1(постоянно подтопленные в естественных условиях).

В период строительства и эксплуатации сооружения вероятно образование техногенного водоносного горизонта.

В результате анализа частных значений показателей физико-механических свойств грунтов, с учетом геологического строения и их литологических особенностей, на исследуемой территории, до разведанной глубины 18,0 м, выделено 6 инженерно-геологических элемента (ИГЭ):

- ИГЭ-6 – торф среднеразложившийся (bQ<sub>IV</sub>);
- ИГЭ-1 – песок мелкий средней плотности, средней степени водонасыщения (IaQ<sub>III</sub>);
- ИГЭ-2 – песок мелкий средней плотности, водонасыщенный (IaQ<sub>III</sub>);
- ИГЭ-3 – суглинок мягкопластичный (IaQ<sub>III</sub>);
- ИГЭ-4 – суглинок тугопластичный (IaQ<sub>III</sub>);
- ИГЭ-5 – супесь пластичная (IaQ<sub>III</sub>).

Грунты выделенных ИГЭ по степени морозной пучинистости в сезонно-морозном слое согласно лабораторным данным обладают следующими свойствами:

- ИГЭ-1 – песок мелкий, средней степени водонасыщения, средней плотности – непучинистый;
- ИГЭ-2 – песок мелкий средней плотности, водонасыщенный – непучинистый.
- ИГЭ-5 – супесь пластичная (IaQ<sub>III</sub>)- слабопучинистый;

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

- ИГЭ-6 – торф среднеразложившийся ( $bQ_{IV}$ )- сильнопучинистый.

Степень агрессивного воздействия грунтов выше уровня грунтовых вод на металлические конструкции – слабоагрессивная, согласно СП 28.13330.2017 (таблица X.5).

Нормативные и расчетные значения показателей физико-механических свойств грунтов выделенных ИГЭ, результатам лабораторных испытаний и статического зондирования приведены в разделе 4.1 отчета по инженерно-геологическим изысканиям ЗЗЛУ-ПЛГ2014-ИИ-ИИ.01.00.

Нормативная глубина сезонного промерзания грунтов определена по метеостанции Ханты-Мансийск согласно СП 22.13330.2016 (п. 5.5.3):

- торф среднеразложившийся -0,8 м;
- суглинки, глины ( $d=0,23$ ) – 2,01 м;
- супеси, пески мелкие и пылеватые ( $d=0,28$ ) – 2,44 м

В соответствии с СП 14.13330.2018 (приложение А) район работ относится к асейсмической области, то есть области, где землетрясения не происходят или являются редчайшими исключениями. Расчетная сейсмическая интенсивность в баллах шкалы MSK-64 по Картам ОСР-2016 сейсмической опасности в течение 50 лет составляет менее 5 баллов.

Грунты по трудности их разработки землеройными механизмами относятся к следующим пунктам ГЭСН-2001 81-02-01-2020 (прил. 1.1):

- ИГЭ-1 – песок мелкий средней плотности, средней степени водонасыщения – 29а;
- ИГЭ-2 – песок мелкий средней плотности, водонасыщенный – 29а;
- ИГЭ-3 – суглинок мягкопластичный – 35а;
- ИГЭ-4 – суглинок тугопластичный – 35а;
- ИГЭ-5 – супесь пластичная – 36а;
- ИГЭ-6 – торф средне разложившийся – 37а.

Согласно требованиям, ГОСТ 20522-2012 (п.4.2) в основу выделения инженерно-геологических элементов (ИГЭ) грунтовой толщи положено выделение ИГЭ на основе оценки характера пространственной изменчивости характеристик грунтов, их коэффициента вариации, а также номенклатурный вид грунта по ГОСТ 25100-2020.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			

## 5 Сведения о грунтовых водах

В пределах участка работ на момент изысканий (май-октябрь 2021 г.) подземные воды вскрыты на глубине 0,0-8,4 м. Абсолютные отметки уровней составляет 33,61-37,64 мБС.

Водовмещающими грунтами являются отложения четвертичной системы, представленные песками мелкими.

Максимальный прогнозный уровень подземных вод ожидается в период весеннего снеготаяния и интенсивного выпадения осадков на 1,5-2,0 м выше установившегося, вплоть до дневной поверхности.

Питание подземных вод осуществляется за счет фильтрации атмосферных осадков, а также в период интенсивного снеготаяния. Разгрузка происходит в местную гидрографическую сеть.

По химическому составу вода – сульфатно-гидрокарбонатная кальциево-натриева, натриево-кальциевая; степень жесткости 0,9-1,2 мг/эquiv (очень мягкая); по степени кислотности – кислая (рН 4,90-6,09 мг/л).

По содержанию агрессивной углекислоты по отношению к бетону марки W4 подземные воды – среднеагрессивные, а к марке W6 подземные воды – слабоагрессивные, согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3).

По водородному показателю подземные по отношению к бетонам марки W4 слабоагрессивные, к марке W6 подземные воды – неагрессивные, согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3).

По содержанию бикарбонатной щелочи по отношению к бетону марки W4 подземные воды – слабоагрессивные, согласно СП 28.13330.2017 (таблица В.3).

Подземные воды, согласно СП 28.13330.2017 (таблице X.3) степень агрессивного воздействия сред на металлические конструкции по водородному показателю и суммарной концентрации сульфатов и хлоридов среднеагрессивные.

Степень агрессивного воздействия грунтов на конструкции из углеродистой стали ниже уровня подземных вод – слабоагрессивная, выше уровня подземных вод - слаюагрессивные согласно СП 28.13330.2017 (таблица X.5).

Согласно СП 28.13330.2012 (таблице Г.2) подземные воды к арматуре железобетонных конструкций неагрессивны при постоянном погружении и неагрессивные при периодическом смачивании.

Коэффициенты фильтрации грунтов по лабораторным данным для песков мелких – 2,88-3,12 м/сут.

Коэффициенты фильтрации грунтов по справочным данным (М.А. Солодухин, И.В. Архангельский. Справочник техника-геолога по инженерно-геологическим и гидрогеологическим работам, Москва, «Недра», 1982 г.):

- суглинки – 0,05-0,005 м/сут.;
- супеси – 0,10-0,70 м/сут.;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- пески мелкие – 1-5 м/сут.;

Согласно СП 11-105-97 (часть II, приложение И) по критериям типизации территории по подтопляемости, территорию изысканий можно условно отнести:

- по наличию процесса подтопления - к подтопленной;
- по условиям развития процесса тип I-A-1 (постоянно подтопленные в естественных условиях).

В период строительства и эксплуатации сооружения вероятно образование техногенного водоносного горизонта вследствие:

- нарушения поверхностного стока, задержанного земляными отвалами, проездами, насыпями;
- накопления воды в обратных засыпках котлованов и траншей во время строительства;
- задержки поверхностных и подземных вод сооружениями, т.е. барражный эффект;
- снижения величины испарения вследствие покрытия территории асфальтом, застроенностью территории.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

## 6 Категория и класс промышленного трубопровода

Классификация проектируемого трубопровода по ГОСТ Р 55990-2014 представлена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Классификация проектируемого трубопровода по ГОСТ Р 55990-2014

Наименование	Класс по диаметру	Категория	Категория продукта
Трубопроводы номинальным диаметром менее DN 300	III	H1	7

Категории участков нефтегазосборных трубопроводов назначаются согласно ГОСТ Р 55990-2014 (п. 7) представлена в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Категория участков проектируемых трубопроводов

Наименование участка	Категория участка
Участки трубопроводов протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10% обеспеченности	C
Переходы через автомобильные дороги общего пользования и подъездные дороги к промышленным предприятиям IV, V категории включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый	C
Пересечение с ВЛ и участки протяженностью 1000 м в каждую сторону от пересечения	C
Узлы линейной запорной арматуры и участки трубопроводов по 250 м в каждую сторону от границ монтажного узла	C
Переходы через болота II типа	C

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

12

## 7 Проектная мощность промышленных трубопроводов

### 7.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Начало проектируемой трассы трубопровода нефтесборного «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный» предусмотрено от проектируемой площадки для утилизации отходов на Западно-Зимнем лицензионном участке. Конец трассы предусмотрен подключением к узлу запорной арматуры на территории кустовой площадки КП-101 (проект ХНТ19-19).

### 7.2 Характеристика транспортируемой продукции

Классификация транспортируемых продуктов по ГОСТ Р 55990-2014 (таблица 1): нефть – 7 категория.

Характеристика рабочей среды приведена в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Характеристика рабочей среды

НА первой группы	Нефтешламы с содержанием воды до 90%, в том числе: - нефтяные промывочные жидкости; - нефтешлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов; - минерализованная вода.
Плотность при 20 град. С, кг/м <sup>3</sup>	
НА первой группы	от 900 до 1100
Температура рабочая, град. С	
НА первой группы	от плюс 5 до плюс 40
Кинематическая вязкость, м <sup>2</sup> /с, не более	
НА первой группы	до 1,5*10 <sup>-4</sup>
Содержание свободного газа, % объемных, не более	
НА первой группы	-
Содержание мех. примесей, %, не более	
НА первой группы	0,2
Максимальный размер твёрдых частиц, мм	
НА первой группы	0,2
Содержание парафина, %, не более	
НА первой группы	3
Обводненность, не более % об.	
НА первой группы	от 20 до 90
Давление насыщенных паров, кПа	
НА первой группы	-
Содержание сероводорода, %, (ppm), не более	
НА первой группы	-
Нефтепродукты	10-90
Вода	10-90

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

13



Серы	До 1,52
Парафинов	До 3,0
Асфальтены	До 2,95
Смол силикагелевых	До 12,78
Классификация взрывоопасных смесей по ГОСТ 30852.5, ГОСТ 30852.11	IIA-T3
Давление избыточное, на выходе из насосной станции, МПа	
НА первой группы	3,3
Подача одного НА первой группы, по нефти, м <sup>3</sup> /ч	
Номинальная	60
Минимальная	48
Максимальная	80

### 7.3 Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта

Сведения о пропускной способности трубопровода представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Проектируемый трубопровод

Наименование трубопровода	Типоразмер трубопровода, мм	Протяженность трубопровода, м	Пропускная способность по жидкости, м <sup>3</sup> /сут
Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный»	Ø159x6	4468	1440

### 7.4 Характеристика параметров трубопровода

Проектирование нефтесборного трубопровода выполнено согласно требованиям ТТР-01.02.04-04, версия 1.0 «Типовые технические решения при проектировании и строительстве нефтесборных сетей».

Согласно пункту 5.12 ИТС 28-2017 «Добыча нефти», учитывая опасность проявления коррозионной агрессивности транспортируемых сред, а также повышенные требования к экологической безопасности проектируемых объектов, проектом предусмотрено использование труб с повышенными коррозионными характеристиками. Данное проектное решение позволит снизить аварийность при транспортировке нефти.

Для строительства нефтесборного трубопровода предусматриваются трубы и детали соединительные стальные повышенной коррозионной стойкости и хладостойкости со следующими механическими свойствами основного материала. Временное сопротивление разрыву  $\sigma_B = 510$  МПа, предел текучести  $\sigma_T = 372$  МПа, относительное удлинение не менее  $\delta = 20\%$ , ударная вязкость при температуре минус 60 °С (КСУ) для труб и соединительных деталей с толщиной стенки от 6 до 10 мм – не менее 29 Дж/см<sup>2</sup>, для сварных соединений – не менее 25 Дж/см<sup>2</sup>, с внутренним двухслойным антикоррозионным покрытием на основе

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

14

эпоксидных композиций и с заводским наружным трехслойным защитным покрытием усиленного типа на основе экстрадированного полиэтилена.

Нефтеборный трубопровод предусмотреть согласно требованиям ТТТ-01.02.04-01 версия 3.0 из труб бесшовных группы 4, К52, с внутренним покрытием и наружным покрытием усиленного типа конструкции 1.

Соединение труб и деталей трубопроводов по трассе осуществляется по технологии ручной электродуговой сварки с защитой сварных стыков.

Для внутренней защиты сварных швов нефтегазоборных трубопроводов предусмотрены втулки внутренней защиты.

Для наружной изоляции сварных стыков труб и деталей с заводским покрытием предусмотрено применение защитных термоусаживающихся манжет.

Номинальные толщины стенок соединительных деталей приняты не менее номинальных толщин стенок трубопроводов соответствующего диаметра.

Для сохранения температурного режима и продления времени безопасной остановки трубопроводных систем надземные участки трубопровода, соединительные детали и арматура на надземных узлах запорной арматуры теплоизолируются.

При переходе от надземной прокладки к подземной теплоизоляция должна быть нанесена на 0,5 м ниже поверхности земли.

Тепловая изоляция трубопроводов должна соответствовать требованиям СП 61.13330.2012 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов».

Состав теплоизоляции - маты минераловатные прошивные толщиной не менее 60 мм.

Покровный слой поверх теплоизоляции – сталь тонколистовая оцинкованная толщиной 0,5 мм. Возможна замена на листы алюминиевых сплавов толщиной 0,5 мм (АД1).

На покровный слой теплоизоляции нанести опознавательную окраску. Цвет эмали по ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска».

В местах установки арматуры и фланцевых соединений теплоизоляционные конструкции предусматриваются съёмными.

Защитные футляры приняты из труб стальных электросварных прямошовных по ГОСТ 10704-91/ГОСТ 10705-80. Покрытие труб для устройства защитных футляров по ГОСТ Р 51164-98 - усиленное изоляционное покрытие полимерными лентами в полевых условиях по системе праймер НК-50 в один слой, лента изоляционная Полилен 40-ЛИ-63 в 2 слоя и обертка защитная Полилен ОБ в один слой.

При прокладке трубопровода в защитном футляре применяются опорно-направляющие кольца ОНК. На концах кожуха для герметизации пространства между защитным футляром и трубопроводом устанавливаются манжеты резиновые, герметизирующие, диэлектрические с защитными укрытиями.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

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

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

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

#### **7.5 Обоснование диаметра трубопровода**

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

Расчетная схема, сходные данные и результаты расчета приведены в приложении А.

При принятых типоразмерах проектируемого трубопровода величины давлений и скоростей на проектируемых участках не превышают допустимых значений. Проектируемый трубопровод пропускает заданный объем жидкости.

Результаты гидравлического расчета согласованы Заказчиком.

#### **7.6 Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении**

Термины, используемые в данном проекте, имеют следующие значения:

- расчетное давление – давление, на которое производится расчет оборудования и трубопроводов на прочность. Расчетное давление в трубопроводе принимается равным давлению, развиваемому насосом или компрессором, при работе на закрытый выход. Если источник давления защищен предохранительным клапаном, то расчетное давление в трубопроводе принимается равным давлению открытия пружинного предохранительного клапана (ППК) (согласно Руководству по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов»);

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

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

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

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

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

Максимальное рабочее давление нефтесборного трубопровода - 4,0 МПа.

Расчетное давление нефтесборного трубопровода – 4,0 МПа.

### **7.7 Расчет промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость, выбор типоразмеров и характеристик**

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

Прочностные расчеты выполнены для условий обеспечения:

- прочности при установленном расчетном (нормативном) давлении в трубопроводе;
- устойчивости – фиксации положения трубопровода (ликвидации захлестов) при температуре наружного воздуха не ниже минус 40 °С.

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

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

Расчетный температурный перепад при расчете на устойчивость принят 51,52 °С.

Температурные воздействия (температурный перепад) принят равным разнице между максимально или минимально возможной температурой стенок трубопровода в процессе эксплуатации и наименьшей или наибольшей температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода.

Расчетный температурный перепад рассчитывается по формуле

$$\Delta t = t_3 - t_f = 40,00 - (-11,52) = 51,52 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (7.1)$$

где  $t_3$  – максимальная температура стенок трубопровода в процессе эксплуатации,  $t_3 = 40,00 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$t_f$  – температура, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода,  $t_f = -11,52 \text{ } ^\circ\text{C}$  (принята температура замыкания конструкции согласно СП 20.13330.2016, формула (13.10)).

Учтены обязательные требования по ударной вязкости для труб и деталей, согласно п.17.1 СП 36.13330.2012 (таблица 22): значения ударной вязкости на образцах Менаже при минус 60 °С, принятые в зависимости от толщины стенки труб и составляют для основного металла труб: при толщине стенки от 6 до 10 мм – не менее 29 Дж/см<sup>2</sup> (2,9 кгс·м/см<sup>2</sup>). Для деталей и

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

сварных соединений – 29 Дж/см<sup>2</sup> (2,9 кгс·м/см<sup>2</sup>). Трубы (детали), не прошедшие испытания ударной вязкости КСУ при минус 60 °С, к покупке и эксплуатации не допускаются.

Согласно ГОСТ 31443-2012 класс прочности труб принят КП 415 (уровень УТП1).

Результаты расчетов на прочность нефтесборного трубопровода приведены в таблице 7.3.

Таблица 7.3 - Результаты расчетов толщины стенки нефтесборного трубопровода

Материал	Размерность	K52
Временное сопротивление разрыву, $\sigma_u$	кгс/см <sup>2</sup>	510
Предел текучести, $\sigma_y$	кгс/см <sup>2</sup>	372
Расч. давление (max)	МПа	4,0
Кэфф. условий работы трубопровода, $\gamma_d$		0,767
Кэфф. надежности по материалу, $\gamma_{mu}$		1,55
Кэфф. надежности по материалу, $\gamma_{my}$		1,15
Кэфф. надежности по ответственности, $\gamma_n$		1,10
Кэфф. надежности по нагрузке, $\gamma_{fp}$		1,15
Наружный диаметр	мм	159
Расчетная толщина стенки	мм	1,62
Принятая толщина стенки, S	мм	6

### 7.8 Обоснование мест установки запорной арматуры

В проекте предусмотрена стальная трубопроводная арматура с ручным управлением в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.063-2015 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности».

Материал арматуры выбран в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико – химических свойств транспортируемой среды, а также в соответствии с действующими каталогами заводов – изготовителей. Запорная арматура применена с герметичностью затвора класса А по ГОСТ 9544-2015. Климатическое исполнение – ХЛ1. Герметичность затвора по классу «А» по ГОСТ 9544-2015.

На узлах запорной арматуры для измерения давления предусмотрена установка манометров до и после запорной арматуры.

Для спуска воздуха и дренажа жидкости на узлах запорной арматуры предусмотрены задвижки Ду 50 мм.

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

18

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

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

Принятая в проекте запорная арматура отвечает требованиям государственных стандартов, технических условий, других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке, требованиям ГОСТ Р 55990-2014, имеет технические паспорта, сертификаты соответствия и разрешена к применению.

Тип и количество применяемой арматуры приведены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 - Количество и тип применяемой арматуры

Наименование	Тип арматуры	Кол-во, шт.	Управление
Узел запорной арматуры УЗАН№1	ЗКЛ2 150-40 с КОФ исп.ХЛ1	1	Ручное маховиком
	ЗКЛ2 50-40 с КОФ исп.ХЛ1	2	Ручное маховиком
Узел запорной арматуры УЗАН№2	ЗКЛ2 150-40 с КОФ исп.ХЛ1	1	Ручное маховиком
	ЗКЛ2 50-40 с КОФ исп.ХЛ1	2	Ручное маховиком
Подключения к ранее запроектированному узлу на КП-101 (ш. ХНТ 19-19)	ЗКЛ2 150-40 с КОФ исп.ХЛ1	1	Ручное маховиком
	ЗКЛ2 50-40 с КОФ исп.ХЛ1	1	Ручное маховиком

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

Для обслуживания арматуры узлов задвижек предусмотрена отсыпка площадок. Размеры площадок определены необходимостью ограждения арматуры.

Для предотвращения несанкционированного проникновения на территорию технологического объекта территория каждой площадки узла имеет ограждение по периметру с калиткой, закрываемой на замок, а также предусмотрен постоянно действующий подъезд.

Конструкция ограждений приведена в разделе 3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-КР.00.00.

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

## 7.9 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании

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

## 7.10 Описание проектных решений по прокладке трубопроводов

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

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

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

Пересечения трубопроводов выполнены согласно ГОСТ Р 55990-2014.

Строительство трубопроводов осуществляется в одну нитку. Прокладка трубопроводов предусмотрена подземным способом. Расстояния от оси проектируемых трубопроводов до населенных пунктов, автодорог и параллельно проходящих коммуникаций приняты из условий безопасности в период строительства и эксплуатации объекта в соответствии с требованиями табл. 6, 7 ГОСТ Р 55990-2014, табл. 2.5.40 ПУЭ (изд. 7).

Расстояние между осями трубопроводов составляет:

- не менее 5 м для трубопроводов диаметром до 150 мм включительно;
- не менее 8 м для трубопроводов диаметром свыше 150 до 300 мм включительно.

Расстояние между трубопроводом и существующими сооружениями составляет:

- не менее 10 м от автодороги (от подошвы насыпи).

Производство земляных работ выполнить в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014, СП 45.13330.2017, ВСН 005-88.

Описание основных проектных решений по прохождению трассы нефтесборного трубопровода:

- подземная прокладка трубопровода на глубине не менее 0,8 м до верхней образующей трубопроводов, при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин;
- повороты трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскости упругим изгибом, радиусы кривых вставок предусмотрены не менее 1,5 диаметра трубопровода.

Прокладку проектируемого трубопровода рекомендуется производить в зимний период. Дно траншеи под укладку трубопровода должно быть тщательно спланировано, убраны твердые комья земли, камни, ветки деревьев, лед и прочие предметы. Засыпка трубопровода производится одноковшовым экскаватором и бульдозером.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

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

Согласно п. 890 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» в составе проектируемых трубопроводов определены опасные участки. Опасными участками по проектируемым трассам являются:

- пересечения с ВЛ в пределах охранной зоны ВЛ – 15 м с каждой стороны, для ВЛ 35 кВ;
- пересечения с автодорогами включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м каждый от подошвы насыпи;
- пересечения болот II типа и водных преград;
- пересечение пучинистых грунтов.

Для опасных участков нефтесборного трубопровода предусмотрены следующие меры безопасности, снижающие риск аварий, инцидента:

- применение труб с увеличенной толщиной стенки относительно расчетной;
- применение труб с наружной трехслойной изоляции усиленного типа;
- проведение предпусковой приборной диагностики на опасных участках;
- проектируемый трубопровод под автодорогой прокладываются в защитном кожухе с герметизацией концов диэлектрическими манжетами.

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

В соответствии с ГОСТ Р 55990-2014 (п.15.1.1), ГОСТ Р 51164-98 (п.3.7) и данными отчета по материалам изысканий по агрессивности грунтов для защиты от наружной коррозии нефтепромысловых трубопроводов необходимо и достаточно применять защитные полимерные покрытия нормального и усиленного типа по ГОСТ Р 51164 98.

Учитывая гарантированный заводом срок эксплуатации изоляционного покрытия не менее 10 лет, применение электрохимической защиты проектируемых трубопроводов нецелесообразно из-за существенного повышения приведенных затрат при незначительном повышении уже достаточно высокого уровня пассивной защиты от коррозии.

Для уменьшения воздействия морозного пучения на трубопроводы в проекте предусматривается прокладка трубопровода ниже нормативной глубины промерзания грунта для данного региона, или применение противопучинистых устройств: устройство основания под трубопроводы из минерального непучинистого грунта толщиной не менее 20 см и засыпка

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



трубопроводов минеральным непучинистым грунтом на толщину 20 см над верхней образующей трубопроводами.

### 7.10.1 Пересечения через болота и водные преграды

Проектируемый трубопровод пересекает ручей без названия. Переход выполнен в соответствии ГОСТ Р 55990-2014 (п.10.1).

Прокладка перехода через водную преграду предусмотрена с заглублением в дно пересекаемой водной преграды в защитном кожухе (футляре). Глубина верха забалластированного трубопровода назначена на 0,5 м ниже прогнозируемого предельного профиля размыва, но не менее 1 м ниже естественных отметок дна водоема. В случае разгерметизации трубопровода для предотвращения попадания рабочей среды в водоем на обоих концах подводного перехода предусмотрена установка узлов запорной арматуры.

Проектируемый нефтесборный трубопровод пересекает болото II типа.

Пределы распространения болотных отложений приведены на продольных профилях и на инженерно-геологических разрезах.

Согласно п.10.2.1 ГОСТ Р 55990-2014, по характеру передвижения строительной техники выделен второй тип болот - болота, целиком заполненные торфом, допускающие работу и передвижение строительной техники только по щитам, сланям или дорогам, обеспечивающим снижение удельного давления на поверхность залежи до 0,01 МПа (0,1 кгс/см<sup>2</sup>).

Проектируемые трубопроводы пересекают участки торфяных грунтов типа Б. С точки зрения прокладки трубопроводов торфяной грунт типа Б является надежным основанием для укладки трубопровода. Прокладка трубопроводов на болотах предусмотрена прямолинейной с минимальным числом поворотов.

Для обеспечения устойчивого положения трубопровода в условиях обводненной местности проведен расчет устойчивости его положения (против всплытия). Трубопровод диаметром 159х6 мм, а также трубопровод в защитном футляре имеет положительную плавучесть и подлежит балластировке.

Расчет балластировки трубопроводов представлен в приложении Б.

Устойчивость трубопровода, уложенного в траншею, определена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014, по расчетным нагрузкам и воздействиям.

### 7.10.2 Пересечения с подземными коммуникациями и ВЛ

Пересечения проектируемого трубопровода с подземными коммуникациями и существующими ВЛ отсутствуют.

Проектируемый нефтесборный трубопровод на пикете ПК41+95,33 пересекает ранее запроектированную ВЛ 35 кВ т.вр.Куст №101 – КТПН №1 Кучт №101 (шифр проекта ХНТ19-19).

Пересечение с линией электропередач выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ (п.2.5.279...2.5.290).

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Охранная зона электрических сетей для линий напряжением 35 кВ составляет 15 м от крайнего провода в обе стороны. Угол пересечения ВЛ 35 кВ и ниже с подземными трубопроводами не нормируется.

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

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

При пересечении с ВЛ минимальное расстояние от подземной части (фундаментов) опор линии электропередачи до проектируемого подземного трубопровода при их пересечении, сближении и параллельном следовании (согласно п. 2.5.288, табл. 2.5.40 ПУЭ) - не менее 5 м (для ВЛ напряжением до 110 кВ).

Проектируемый трубопровод при пересечении с ВЛ предусмотрен в защитном футляре из стальных труб.

Ведомость пересечений с подземными коммуникациями и ВЛ представлена в отчете по инженерно - геодезическим изысканиям 3ЗЛУ-ПЛГ2014-ИИ-ИГДИ.00.00

### 7.10.3 Пересечения с автомобильными дорогами

Прокладка трубопроводов на переходах через автодорогу выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014 (п.10.3) и предусматривается в стальном защитном кожухе (диаметр кожуха принят на 200 мм больше диаметра трубопровода). При прокладке трубопровода в защитном кожухе применяются опорно-направляющие кольца в комплекте с защитными прокладками, на концах кожуха устанавливаются манжеты резиновые герметизирующие с защитными укрытиями для герметизирующих манжет.

Покрытие труб для устройства защитных футляров – праймер НК – 50 в один слой, лента изоляционная Полилен 40-ЛИ-63 в 2 слоя и обертка защитная Полилен – ОБ в один слой.

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

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

Места переходов обозначаются специальными дорожными знаками, запрещающими остановку транспорта.

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

Ведомость пересечений с автомобильными дорогами представлена отчете по инженерно - геодезическим изысканиям 3ЗЛУ-ПЛГ2014-ИИ-ИГДИ.00.00.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
							23

### 7.11 Контроль качества сварных соединений трубопровода

Все сварные соединения промышленных трубопроводов должны быть полностью проверены физическими неразрушающими методами контроля (ультразвуком с последующей расшифровкой дефектных мест рентгеновским просвечиванием). Контроль сварных соединений промышленных трубопроводов выполнить физическими методами (ультразвуковой или магнитографической) в соответствии с ВСН 012-88 (п.5.24).

Нефтегазосборные трубопроводы - контролю физическими методами подвергаются 100 % сварных соединений, в том числе 100% радиографическим - для участков трубопроводов категории С, для участков трубопроводов категории Н – 25%.

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

Сварные соединения захлестов, ввариваемых вставок и швы приварки арматуры контролируются в объеме 100 % радиографическим методом и 100 % ультразвуковым методом.

Контроль сварных стыков трубопровода производится:

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

### 7.12 Очистка полости и испытание трубопровода

Монтаж и испытания трубопроводов производить в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55990-2014. После проведения монтажных работ стальной трубопровод испытать на прочность и на герметичность с последующей очисткой полости. До начала испытания на прочность проводят очистку трубопроводов продувкой при пневматическом способе испытания, и промывкой при гидравлическом согласно ГОСТ Р 55990-2014. На трубопроводах диаметром менее 219 мм промывку или продувку допускается выполнять без использования очистных поршней (п. 13.2 ГОСТ Р 55990-2014).

Рабочее давление нефтесборного трубопровода – 4,0 МПа.

Испытание трубопроводов выполнить согласно ГОСТ Р 55990-2014 таблица 21:

1) переходы через несудоходные водные преграды шириной зеркала воды в межень до 25 м в русловой части с поймами по ГВВ 10% обеспеченности, давление испытания трубопровода в МПа:

- 1 этап - после укладки и засыпки - пневматическим способом -  $R_{исп}=1,25P_{раб}=5,0$  МПа продолжительностью - 12 ч;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- 2 этап - одновременно с испытанием трубопровода - пневматическим способом - Р<sub>исп</sub>=1,1 Р<sub>раб</sub>=4,4 МПа продолжительностью - 12 ч;

2) пересечения с автодорогами, включая участки длиной 25 м каждый от подошвы насыпи или бровки выемки земляного полотна дороги, давление испытания трубопровода в МПа:

- 1 этап - после укладки и засыпки - пневматическим способом - Р=1,25 Р<sub>раб</sub>=5,0 МПа (не менее) в верхней точке, продолжительность испытания на прочность 12 ч;

- 2 этап - одновременно с испытанием трубопровода - пневматическим способом - Р<sub>проч</sub>=1,1 Р<sub>раб</sub>=4,4 МПа (не менее) в верхней точке, продолжительность испытания на прочность 12 ч.

3) узлы линейной запорной арматуры, а также примыкающие к ним участки трубопроводов длиной 250 м:

- 1 этап - после укладки и засыпки - пневматическим способом - Р=1,25 Р<sub>раб</sub>=5 МПа (не менее) в верхней точке, продолжительность испытания на прочность 12 ч;

- 2 этап - одновременно с испытанием трубопровода - пневматическим способом - Р<sub>проч</sub>=1,1 Р<sub>раб</sub>=4,4 МПа, продолжительность испытания на прочность 12 ч.

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

Для измерения давления при испытании должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже I, а также со шкалой обеспечивающей требования п.565 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Испытание на прочность и герметичность должно осуществляться комиссией с участием представителей заказчика, генерального подрядчика.

Трубопровод считается выдержавшим испытание на прочность и проверку на герметичность, если за время испытания трубопровода на прочность, труба не разрушилась, а при проверке на герметичность давление осталось неизменным и не было обнаружено утечек.

Пневматическое испытание должно проводиться воздухом или инертным газом и только в светлое время суток. Заполнение нефтесборных трубопроводов воздухом производится с осмотром трассы (в пределах опасной зоны по 100 м в обе стороны от трубопровода) при давлении, равном 0,3 от испытательного давления, но не более 2,0 МПа. При давлении свыше 0,3 от испытательного и до испытательного осмотр трассы в пределах опасных зон запрещается.

В процессе закачки в трубопровод воздуха в него следует добавлять одорант (для облегчения последующего поиска утечек в трубопроводе). Для этого на узле подключения к

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

источнику воздуха монтируют установку одоризации газа. Рекомендуемая норма одоризации этилмеркаптаном 50-80 г на 1000 м<sup>3</sup> воздуха.

При включении одорирующей установки в работу, в целях безопасности, должен быть предусмотрен необходимый объем вещества, нейтрализующего одорант – 10 % раствор хлорной извести (или бытовой отбеливающий раствор, водный раствор перманганата калия).

Если при осмотре трассы или в процессе подъема давления будет обнаружена утечка, то подачу воздуха или газа в трубопровод следует немедленно прекратить, после чего должна быть установлена возможность и целесообразность дальнейшего проведения испытаний или необходимость перепуска воздуха или газа в соседний участок.

Все оборудование, применяемое при пневматическом испытании на прочность и герметичность, является передвижными инвентарными средствами строительного-монтажной организации. Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание людей в охранной зоне не допускается.

Для наблюдения за охранной зоной устанавливаются специальные посты. Число постов определяется, исходя из условий, чтобы охрана зоны была надежно обеспечена.

При пневматических испытаниях устанавливаются зоны безопасности в соответствии с таблицей №1 приложения №7 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», и приведены в таблице 7.5.

Таблица 7.5 - Опасные зоны при испытании трубопроводов воздухом

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при очистке полости в обе стороны от трубопровода, м	Радиус опасной зоны при очистке полости в направлении вылета ерша или поршня, м	Радиус опасной зоны при испытании в обе стороны от трубопровода, м
до 300	40	600	100

Каждый участок трубопровода или секция сразу же после очистки должны быть закрыты временными заглушками.

Очистку полости трубопровода, а также его испытание на прочность и проверку на плотность (герметичность) следует осуществлять по специальной рабочей инструкции, которая составляется строительного-монтажной организацией и службами Заказчика ООО «Газпромнефть-Хантос», согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию трубопровода.

Утвержденная инструкция по очистке полости и испытанию трубопровода входит в ППР как составная часть.

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

- способы, параметры и последовательность выполнения работ;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

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

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

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

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

### 7.13 Описание системы диагностики состояния трубопроводов

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

В процессе эксплуатации трубопровода необходимо постоянное наблюдение и контроль за состоянием трассы, элементов трубопроводов и деталей трубопроводов.

Согласно п. 925 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» техническое обслуживание трубопроводов включает:

- осмотр трассы;
- обслуживание технических устройств трубопроводов;
- ревизия трубопроводов;
- обследование переходов через естественные и искусственные преграды.

Периодичность и объемы работ по техническому обслуживанию линейных участков трубопроводов, а также технических устройств, входящих в состав внутрипромысловых трубопроводов, устанавливается руководством ООО «Газпромнефть-Хантос» с учетом требований руководств по эксплуатации заводов-изготовителей. Работы должны проводиться в сроки, установленные ежегодными графиками, утвержденными техническим руководителем.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Осмотр трассы трубопроводов выполняется с целью контроля состояния охранной зоны, исправность оборудования, технических устройств и прилегающей территории, выявления факторов, которые создают угрозу безопасности и надежности эксплуатации.

Осмотр трассы осуществляется одним из четырех способов:

- воздушный осмотр;
- наземный осмотр на транспортных средствах (включая плавсредства при патрулировании подводных и надводных переходов);
- наземный осмотр, выполненный пешим порядком.

Периодичность осмотра трассы трубопроводов определяется руководством ООО «Газпромнефть-Хантос» с увеличенной периодичностью осмотра в паводковый период.

Результаты осмотра должны заноситься в журнал осмотра лицом, осуществившим осмотр.

По результатам осмотра выявленные несоответствия должны быть устранены на месте. В случае невозможности устранения несоответствий на месте разрабатываются мероприятия по их устранению.

Внеочередные осмотры проводятся после стихийных бедствий, аномальных паводков, в случае визуального обнаружения утечки продукта, обнаружения падения давления по показаниям контрольных приборов, снижения объемов транспортируемой среды либо изменения схемы транспортировки.

По результатам наружных осмотров и замеров дается заключение о состоянии трубопровода.

### **Обслуживание технических устройств внутрипромысловых трубопроводов**

На всей запорной арматуре трубопроводов предусмотрены указатели, показывающие направление их вращения: «Открыто», «Закрыто».

Площадки запорной арматуры и колодцев внутри ограждений спланированы, защищены от затопления поверхностными и грунтовыми водами в соответствии с проектной документацией.

К узлам управления запорной арматуры должен быть обеспечен беспрепятственный доступ обслуживающего персонала. Площадки обслуживания должны содержаться в чистоте и исправном состоянии.

Открывать и закрывать запорную арматуру разрешается по распоряжению ответственного лица с фиксацией в журнале осмотров или вахтенном журнале.

Операции по управлению запорной арматурой и ее техническому обслуживанию, а также поддержание технических устройств и оборудования в исправном состоянии, должны проводиться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей.

Техническое обслуживание системы электрообогрева трубопроводов должно проводиться перед сезонным включением.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

## Ревизия трубопровода

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

Первую ревизию вновь введенных в эксплуатацию трубопроводов следует проводить не позднее чем через 1 год после начала эксплуатации.

Эксплуатирующая организация обязана ежегодно формировать графики выполнения работ по ревизии проектируемых трубопроводов.

При ревизии трубопроводов необходимо выполнить:

- визуальное обследование трассы трубопроводов, всех естественных и искусственных преград с привязкой к ПК трассы;
- определение глубины залегания внутрипромысловых трубопроводов;
- определение мест проведения неразрушающего контроля (не менее 2 участков на 1 км; для трубопроводов с протяженностью менее 500 метров - провести не менее 2 шурфов на объект). Участки выбираются в наиболее опасных местах: оголениях, застойных зонах (тупиковых и временно не работающих участках), в местах, где изменяется направление потока (отводы, переходы, тройники, врезки), узлах запорной арматуры. При необходимости производится шурфование. Размеры шурфов должны обеспечивать полный доступ к трубопроводам по всей его поверхности, включая нижнюю образующую, на протяжении не менее 1 м;
- привязку мест неразрушающего контроля к ПК трассы (в целях мониторинга изменения толщины стенки трубопроводов при следующих ревизиях использовать места с прежними координатами ПК);
- определение технического состояния технических устройств;
- определение диаметра трубопроводов;
- визуальный осмотр наружного защитного (антикоррозионного) покрытия (определение наличия (отсутствия) наружных механических и коррозионных повреждений с помощью измерительных инструментов (линейка, шаблон сварщика);
- ультразвуковую толщинометрию стенки трубопроводов или внутритрубную диагностику;
- определение целостности защитного покрытия в местах контроля (если трубопровод имеет заводскую изоляцию, необходимо рассмотреть возможность контроля толщины стенки приборами, позволяющими выполнять измерения через слой изоляции);
- ультразвуковой (рентгенографический) контроль качества сварных соединений при подозрении на дефекты сварного шва по результатам ВИК;
- определение наличия или отсутствия блуждающих токов;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				



- определение мест повреждений изоляции;
- обследование участков пересечений трубопроводов с естественными и искусственными преградами в пределах охранной зоны, в том числе с магистральными нефтепроводами и газопроводами;

- определение отбраковочной толщины стенки трубопроводов;
- определение скорости коррозионно-эрозионного износа и расчет скорости коррозии.

Ревизия трубопроводов выполняется специалистами эксплуатирующей или подрядной организацией с привлечением аттестованной лаборатории неразрушающего контроля.

Выбор участков для ревизии осуществляет служба технического надзора и утверждает первый заместитель генерального директора - главный инженер ООО «Газпромнефть-Хантос».

При выявленном в результате ревизии неудовлетворительном состоянии участка трубопроводов необходимо принять меры по ремонту данного участка.

На основании данных, полученных по результатам ревизии, составляется акт ревизии, в котором делается вывод о техническом состоянии внутрипромысловых трубопроводов. Акт ревизии прикладывается к паспорту трубопровода. В паспорт вносится соответствующая запись.

Вид и объем диагностики трубопроводов определяет техническая служба ООО «Газпромнефть-Хантос» в зависимости от аварийности и металлографического исследования аварийных образцов. Периодичность диагностики устанавливается руководством в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трасс, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков трубопроводов.

Техническая диагностика включает в себя оценку технического состояния трубопроводов с помощью средств неразрушающего контроля: ультразвукового, радиографического, акустического, магнитно-порошкового.

В состав технической диагностики входят следующие виды контроля:

- состояние наружного изоляционного покрытия согласно ГОСТ Р 51164-98, ГОСТ 9.602-2016;

- ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопроводов;

- контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод);

- контроль состояния наружной поверхности труб и деталей (визуально).

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

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

Результаты технической диагностики оформляются соответствующими документами и заносятся в паспорт трубопровода.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

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

Перед пуском трубопроводов в эксплуатацию необходимо провести предпусковую приборную диагностику на потенциально опасных участках трубопроводов согласно п.890 Федеральных норм и правил промышленной безопасности «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (на участках пересечений с автомобильными дорогами, технологическими коммуникациями) с целью выявления, идентификации развивающихся дефектов основного металла и сварных швов. В случае выявления дефектных участков провести дополнительно контроль одним из неразрушающих методов: ультразвуковым, рентгеновским или др. При этом выявляются коррозионные термические и усталостные трещины, каверны, язвы, потеря металла, непровары сварных швов.

В процессе эксплуатации предусмотрено проведение периодической ревизии и диагностики трубопровода и, в зависимости от состояния трубопроводной системы, заказчик принимает решение о необходимости приборной диагностики в конкретный момент эксплуатации, т.е. в процессе плановых проверок действующих трубопроводов определяется необходимость, а также сроки и места проведения профилактических и реабилитационных работ.

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

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

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

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

Количество и качество оборудования определено с учетом:

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

## 7.15 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов

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

Проектируемый трубопровод и его участки подразделяются на категории, которые определяются их назначением, величиной испытательного давления

Условие прочности для кольцевых напряжений выполняется, если кольцевое напряжение  $\sigma_h$ , МПа, вычисляемое по формуле

$$\sigma_h = \frac{\gamma_{fp} \cdot P \cdot D}{2 \cdot t_n} \quad (7.2)$$

где  $\sigma_h$  - кольцевое напряжение от внутреннего давления;

$P$  – рабочее давление, МПа;

$\gamma_{fp}$  – коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);

$D$  – наружный диаметр трубы, м;

$t_n$  – толщина стенки трубы номинальная, м, удовлетворяет условиям - для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводорода

$$\sigma_h \leq \min(R_u; R_y) \quad (7.3)$$

где  $R_u$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по прочности, МПа;

$R_y$  - расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по текучести, МПа.

Проверку условий прочности для продольных и эквивалентных напряжений следует выполнять по формулам

$$\sigma_l \leq f_l \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l \geq 0; \quad (7.4)$$

$$\sigma_l \leq f_{eq} \cdot \sigma_y, \text{ если } \sigma_l < 0; \quad (7.5)$$

где  $\sigma_l$  - продольное напряжение, МПа;

$\sigma_{eq}$  – эквивалентное напряжение по теории Мизеса, МПа;

$\sigma_y$  – нормативный предел текучести материала труб, МПа;

$f_l, f_{eq}$  – расчетные коэффициенты для проверки соответственно продольных и эквивалентных напряжений, принимаемые в зависимости от стадии «жизни» трубопровода в соответствии с данными табл. 16 ГОСТ Р 55990-2014.

Эквивалентное напряжение вычисляется по формуле

$$\sigma_{eq} = \sqrt{\sigma_h^2 - \sigma_h \cdot \sigma_l + \sigma_l^2} \quad (7.6)$$

Продольные напряжения  $\sigma_l$  для подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений вычисляются по формуле

$$\sigma_l = \mu \cdot \sigma_h - E \cdot \alpha \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot D}{2 \cdot R} \quad (7.7)$$

где  $\mu$  – коэффициент поперечной деформации материала труб (переменный);

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.					Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	

$E$  - модуль деформации материала труб (переменный), МПа;

$R$  – радиус упругого изгиба, м;

$\alpha$  – коэффициент линейного температурного расширения, (°С)<sup>-1</sup>;

$\Delta T$  – температурный перепад, °С.

Общую устойчивость участка трубопровода проверяют в плоскости наименьшей жесткости системы. Общая устойчивость участка трубопровода выполняется в случае, если удовлетворяется условие

$$S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} \cdot N_{cr} , \quad (7.8)$$

где  $S$  – эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода, МН;

$N_{cr}$  – критическое продольное усилие, которое определяется с учетом радиуса кривизны оси, высоты засыпки, свойств грунта, балластировки и закрепления анкерами, возможного обводнения, МН;

$k_{u.b.}$  – коэффициент запаса общей устойчивости, принимаемый равным:

- 1,10 – для участков трубопроводов категории Н;

- 1,30 – для участков трубопроводов категорий С и В.

Для прямолинейных участков трубопроводов и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных деформаций, просадок и пучения грунта эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода  $S$ , МН, вычисляется по формуле

$$S = \alpha \cdot E_0 \cdot \Delta T \cdot A_S + (1 - 2 \cdot \mu_0) \cdot A_i \cdot \gamma_{fp} \cdot p , \quad (7.9)$$

где  $A_S$  – площадь поперечного сечения трубы (стали), м<sup>2</sup>;

$A_i$  - площадь поперечного сечения трубопровода «в свету», м<sup>2</sup>.

Значение критического продольного усилия  $N_{cr}$ , МН, вычисляется по формуле

$$N_{cr} = 0,372 \cdot q^* \cdot \rho_0 , \quad (7.10)$$

где  $q^*$  - предельное погонное сопротивление перемещениям трубопровода вверх, МН/м;

$\rho_0$  – расчетный радиус кривизны оси трубопровода, м.

Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх  $q^*$ , МН/м, вычисляется по формуле

$$q^* = w + q_s^* , \quad (7.11)$$

где  $w$  – погонный вес трубопровода, МН/м;

$q_s^*$  - предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, МН/м.

Исходные данные и результаты расчетов на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении представлены в таблице 7.6.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							Лист
			33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Таблица 7.6 – Исходные данные и результаты расчетов на прочность подземных участков трубопроводов в продольном направлении

Исходные данные	
Рабочее давление, Р, МПа	4,0
Диаметр трубы наружный, Dн, мм	159
Толщина стенки трубы, δ, мм	6
Нормативный предел текучести материала труб, $\sigma_y$ , МПа	372
Коэффициент линейного расширения металла трубы, $\alpha$ , град <sup>-1</sup>	0,000012
Модуль упругости стали, Е, МПа	206000
Коэффициент Пуассона, $\mu$	0,3
Коэффициент надежности по нагрузке, $\gamma_{fp}$	1,15
Расчетный коэффициент, $f_{eq}$	0,9
Результаты расчетов	
Кольцевое напряжение от внутреннего давления, $\sigma_h$ , МПа	60,95
Расчетный радиус упругого изгиба, м	87
Принятый радиус упругого изгиба, м	200
Продольное напряжение, $\sigma_l$ , МПа;	-298,11 < 0
Эквивалентное напряжение, $\sigma_{eq}$ , МПа	332,79
Значение $f_{eq}\sigma_y$	334,8
Выполнение условия $\sigma_{eq} \leq f_{eq}\sigma_y$ ,	выполняется
Предельная несущая способность грунта при выпучивании трубопровода, $q_s^*$ , МН	торф
	0,0030   0,0040
Предельное сопротивление перемещениям трубопровода вверх $q^*$ , МН/м	торф
	0,0031   0,0043
Критическое продольное усилие, $N_{cr}$ , МН	торф
	5,87   8,09
Отношение $\frac{N_{cr}}{k_{u.b.}}$	торф
	4,51   6,22
Эквивалентное продольное усилие в сечении трубопровода S, МН	0,52   0,74
Выполнение условия $S \leq \frac{1}{k_{u.b.}} \cdot N_{cr}$	выполняется   выполняется

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

Значения коэффициентов, принятых для расчета, приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Коэффициенты надежности

Наименование	Значение
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода, $\gamma_n$	1,1
Коэффициент условий работы трубопровода, $\gamma_d$	0,767
Коэффициент надежности по материалу, $\gamma_{mu}$	1,55

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

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

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Наименование	Значение
Коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести, $\gamma_{мв}$	1,15
Коэффициент надежности по нагрузке, $\gamma_{фр}$	1,15
Коэффициент надежности по нагрузке для грунтов, $\gamma_{зр}$	1,2

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

Предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки труб не должны превышать указанных в таблице 7.12.

Таблица 7.8 – Предельные отклонения по наружному диаметру и толщине стенки

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

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

Величина минимально – допустимой толщины стенки трубы определяется по формулам:

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_n}{2 \cdot (R_1 + n \cdot P)}, \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} \geq 0,75 \quad (7.12)$$

$$\delta_{отб} = \frac{n \cdot P \cdot \alpha \cdot D_n}{2 \cdot (0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n \cdot P)}, \text{ при } \frac{R_2^H \cdot m_3}{R_1^H \cdot m_2} < 0,75, \quad (7.13)$$

где  $\delta_{отб}$  – толщина стенки трубы (или детали), при которой она должна быть изъята из эксплуатации, м;

$P$  – рабочее давление, МПа;

$D_n$  – наружный диаметр трубы или детали, м;

$n$  – коэффициент перегрузки рабочего давления, равный 1,2;

$R_1$  – расчетное сопротивление материала труб и деталей, Па, определяемое по формуле

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1; \quad (7.14)$$

где  $\alpha$  – коэффициент несущей способности ( $\alpha=1$ );

$R_1^H$  – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТ или ТУ на соответствующие виды труб, МПа;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
							35

$R_2^H$  – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТ или ТУ на соответствующие трубы, МПа;

$m_1$  – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

$m_2$  – коэффициент условий работы, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды (для горючих жидкостей – 0,75; для инертных жидкостей – 0,9);

$m_3$  – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы принимается равным 1;

$k_1$  – коэффициент однородности материала труб (для бесшовных труб из углеродистой стали  $k_1=0,8$ ).

Результаты расчетов отбраковочной толщины стенки трубопроводов сведены в таблицу 7.9

Таблица 7.9 – Результаты расчетов отбраковочной толщины стенки трубопровода

Диаметр и толщина стенки, мм	Рабочее давл. Р <sub>раб</sub> , МПа	Марка стали или класс прочности	$R_1^H$ ( $\sigma_{врем}$ ), МПа	$R_2^H$ ( $\sigma_{тек}$ ), МПа	Отбраковочная толщина стенки, мм		
					рассчитанная по формулам (7.12), (7.13)	наименьшая толщина стенки ВПТ*	принятая
159x6	4,0	13ХФА (К52)	510	372	1,28	2,5	2,5

\*Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасной в нефтяной и газовой промышленности» (таблица 1, приложение №8).

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

$$\tau = \frac{\delta_n - \delta_{отб}}{v_{cp}}, \quad (7.15)$$

где  $\delta_n$  – номинальная начальная толщина стенки трубы, мм;

$\delta_{отб}$  – отбраковочная толщина стенки трубы, мм;

$v_{cp}$  – скорость коррозии стенки трубы, мм/год.

Результаты расчета сроков службы трубопроводов сведены в таблицу 7.10.

Таблица 7.10 – Расчетный срок службы трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Расчетный срок службы, лет
	$v_{cp} = 0,1$ мм/год
159x6	35

Принятый назначенный ресурс (срок службы) проектируемого нефтесборного трубопровода с учетом внутреннего антикоррозионного покрытия составляет 20 лет.

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

## 8 Перечень мероприятий по энергосбережению

Направление энергосбережения при реализации данного проекта обеспечивается за счет использования технологического оборудования полной заводской готовности.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			



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

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

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

Принятые марки машин не являются строго обязательными и могут быть заменены другими, имеющимися у подрядчика, с аналогичными характеристиками. Более подробная информация приведена в разделе 3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ПОС.00.00.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			



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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

**11 Сведения о наличии сертификатов соответствия требований промышленной безопасности и разрешений на применение используемого на подземных горных работах технологического оборудования и технических устройств**

Все технические средства, материалы, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, применяемые в проекте, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			



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

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

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

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

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

- оповещение о возможной аварии и об угрозе чрезвычайной ситуации;
- наличие средств индивидуальной защиты (СИЗ). Для надежной защиты органов дыхания, зрения и кожи лица от отравляющих веществ, обслуживающий персонал должен обеспечиваться индивидуальными фильтрующими противогазами и фильтрующими коробками марки А, объект - комплектом шланговых противогазов марки ПШ-1, ПШ-2 в соответствии с существующими нормами;
- наличие средств пожаротушения;
- оснащение персонала спецодеждой и спецобувью;
- комплексное защитное устройство для защиты персонала от поражения электрическим током;
- наличие медицинской аптечки для оказания первой медицинской помощи пострадавшим;
- обучение персонала безопасным приемам и методам работы на опасном производстве, проведение инструктажа по технике безопасности, пожарной безопасности.

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

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

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

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

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

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

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

- запрещается загромождение и засорение дорог, проездов, проходов с площадок и выходов из помещений;

- запрещается курение и разведение открытого огня на территории устьев скважин, в блоках дозирования реагента, замерных установок;

- запрещается обогрев трубопроводов, заполненных горючими и токсичными веществами, открытым пламенем;

- запрещается движение автотранспорта и спецтехники по территории объектов систем сбора, где возможно образование взрывоопасной смеси, без оборудования выхлопной трубы двигателя искрогасителем;

- запрещается производство каких-либо работ при обнаружении утечек газа и нефти, немедленно принимаются меры по их ликвидации.

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

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

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

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

Места проведения огневых работ должны быть обеспечены необходимыми средствами пожаротушения.

При производстве сварочных работ запрещается:

- производить сварку, резку и нагрев открытым огнем аппаратов, трубопроводов с горючими и токсичными веществами, находящимися под давлением;

- пользоваться при огневых работах одеждой и рукавицами со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих материалов.

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

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

- соответствие санитарным требованиям устройства и содержания объекта;

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001





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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата				

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

При нормальной работе скважин трубопроводные системы не являются значительными источниками воздействия на объекты окружающей среды.

В таблице 3.20 раздела 3.3.2 ИТС 28-2017 «Добыча нефти» приведены источники выбросов и их количественная характеристика.

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

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

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

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			

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

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

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			

## 17 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов

Проектной документацией Западно-Зимнего месторождения приняты следующие технические решения:

- однотрубная герметизированная система транспорта нефти и воды;
- защита трубопроводов от почвенной, атмосферной и внутренней коррозии;
- прокладка трубопроводов в единых технологических коридорах;
- соблюдение безопасных минимально допустимых расстояний между сооружениями в соответствии с действующими нормативами;
- рекультивация нарушенных при строительстве земель;
- материальное исполнение труб соответствует требованиям нормативных документов;
- все технические средства, материалы и химические вещества, средства индивидуальной и коллективной защиты работников, применяемые в проектной документации, имеют сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешения Ростехнадзора на применение;
- строгое соблюдение периодичности планово-предупредительных ремонтов и контроль технического состояния оборудования, труб и арматуры.

Собственно, существующие технологические регламенты по эксплуатации технологических объектов и сооружений, а также объектов и сооружений производственной инфраструктуры будут откорректированы в соответствии с нормативными правовыми актами и нормативно техническими документами после утверждения проектной документации и разработки рабочей документации.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.		Подп.

**18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов**

На действующих объектах Западно-Зимнего месторождения действует система по предотвращению несанкционированного доступа:

- средства предупреждения и сигнализации о нарушениях параметров технологического процесса;
- телесигнализация пожара и несанкционированного доступа;
- периодический визуальный осмотр проектируемых сооружений обслуживающим персоналом, а также ведомственной службой безопасности;
- наличие средств оперативной радиотелефонной связи у обслуживающего персонала и ведомственной охраны.

Въезд, проход посторонним на территории Прио месторождения запрещен.

Дополнительных мероприятий по защите опасного производственного объекта от террористических актов в данной проектной документации не разработано.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

## Приложение А

(обязательное)

### Гидравлический расчет нефтегазосборных трубопроводов

Перекачиваемая среда: газоводонефтяная жидкость.

Плотность нефти – 870 кг/м<sup>3</sup>.

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

Газовый фактор – 44 м<sup>3</sup>/т.

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

Результаты гидравлического расчёта представлены в таблицах А.1 и А.2.

Таблица А. 1 – Результаты гидравлического расчёта (Запад)

Участок трубопровода	Расход, м <sup>3</sup> /сут	Объём, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
В3 К804 – Узел №8.1	426	83,04	1871	273	8	0,1	40,00	0,1	1,17	1,17	0,0
В2 К8.1 – Узел 8.1	1323	78,0	86,1	219	8	0,1	40,00	1,0	1,17	1,17	0,0
В4 Узел № 8.1 – Узел № 8.2	1749	84,3	286,4	325	8	0,1	39,54	0,4	1,17	1,16	0,01
В1 К8 - Узел № 8.2	1980	97,8	112,6	159	8	0,1	40,00	2,1	1,19	1,16	0,03
В5 Узел № 8.2 – Узел № 803	3284	91,01	1500	325	8	0,1	39,57	1,0	1,16	1,14	0,02
В7 Узел №8.2 – Уз.803.1 (тр. по 1156)	445	91,01	1459	159	8	0,1	38,94	0,6	1,16	1,14	0,02
В8 К803 – Узел № 803	297	51,00	637,1	159	8	0,1	40,00	0,5	1,15	1,14	0,01
В9 К802 – Узел № 803	3631	84,0	205,8	219	8	0,1	40,00	2,8	1,17	1,14	0,03
В6 Узел № 803 – Узел №803.1	489	86,00	37,1	159	8	0,1	40,00	0,7	1,14	1,14	0,0
В10 Узел № 803 – Узел № 19.1	6723	86,00	2352,1	325	8	0,1	39,31	2,3	1,14	0,98	0,16
В123 Узел №803.1 - Узел № 19 (тр. по 1156)	934	88,5	2241	159	8	0,1	39,55	1,4	1,14	0,98	0,16

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
В 21 К 7 – Узел №19 (тр. по 1159)	679	81,9	2024	159	8	0,1	39,68	1,1	1,07	0,98	0,09
В 22 Узел №19.1 – узел №19	649	85,73	61,27	159	8	0,1	38,69	1,0	0,98	0,98	0,0
В23 Уз. №19 – Уз. №1 (тр. по 1174)	964	85,73	1672	219	8	0,1	38,74	0,7	0,98	0,95	0,03
В50 К 2 – Уз. №1 (тр. по 1156)	2838	94,47	1255	219	8	0,1	39,57	1,7	1,06	0,95	0,11
В24 Уз. №1 – Уз. №2 (тр. по 1174)	3319	92,02	1412	273	8	0,1	38,92	1,4	0,96	0,91	0,05
В12 Узел № 19.1 – Узел № 1.1	7372	85,97	1635,2	426	10	0,1	39,19	1,4	0,98	0,95	0,03
В45 К2.2 – Узел № 2.1	809	79,0	345,8	219	8	0,1	40,00	0,5	1,12	1,11	0,01
В48 К2.1 – Узел № 2.2	7612	95,1	365,48	273	8	0,1	39,98	2,6	1,11	1,06	0,05
В49 Узел № 2.2 – Узел № 1.1	5200,3	94,47	1397,2	273	8	0,1	39,93	2,0	1,06	0,95	0,11
В13 Узел № 1.1 – Узел № 26	13055	89,63	791,2	426	10	0,1	39,36	2,4	0,95	0,90	0,05
В11 Узел №1.1 – узел № 1	483,3	92,02	226,23	219	8	0,1	39,18	0,3	0,95	0,95	0,0
В51 К203 – Узел № 26	906,0	85,40	2369	219	8	0,1	40,00	0,6	0,93	0,90	0,03
В27 Узел № 26 – УДР УС	3276,7	84,12	333,9	426	10	0,1	39,26	0,5	0,90	0,90	0,0
В26 УДР УС - Узел №2 (тр. по 1136)	190,8	92,02	192	273	8	0,1	39,51	0,1	0,90	0,90	0,0
В25 К1 – УДР УС (тр. по 1136)	3085,9	82,6	990	273	8	0,1	40,00	1,6	0,95	0,90	0,05
В29 Узел № 2 – Узел № 23 (тр. по 1174)	2450,6	92,02	2028	325	8	0,1	39,14	0,9	0,91	0,87	0,01
В30 К6 – Узел № 24 (тр. по 1158)	894	94,9	2734	159	8	0,1	40,00	1,1	1,55	1,43	0,12

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

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

33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
В31 К1.2 – Узел № 24 (тр. по 1157)	1220	23,66	226	159	8	0,1	40,00	2,8	1,48	1,43	0,05
В32 Узел № 24 – Узел № 25 (тр. по 1157)	2114	53,79	405	159	8	0,1	38,34	4,4	1,43	1,17	0,26
В33 К1.1 – Узел № 25 (тр. по 1157)	2063	50,45	293	219	8	0,1	40,00	2,1	1,20	1,17	0,03
В34 Узел № 25 – Узел № 23 (тр. по 1157)	4177	52,14	615	219	8	0,1	39,36	4,9	1,17	0,87	0,30
В14 Узел №26. – Узел 27	17237	88,30	1015,7	530	10	0,1	39,34	5,0	1,05	0,94	0,11
В 111 Полигон – К101	1440	20,0	4468	159	6	0,1	40,00	3,6	2,41	1,05	1,36
В53 К101 - Узел № 101	1926	79,0	143,5	159	8	0,1	40,00	5,0	1,05	0,94	1,1
В52 К102 – Узел № 101	2306	81,0	494,7	219	8	0,1	40,00	1,9	0,98	0,94	0,04
В54 Узел № 101 – Узел № 27	4231,9	80,65	474,1	273	8	0,1	39,96	2,9	0,94	0,87	0,07
В47 Узел № 27 – Узел № 28	21470	87,3	1141,4	530	10	0,1	39,29	2,9	0,87	0,81	0,06
В 100 К 601 – узел №601	1286	85,0	2232,3	219	8	0,1	40,00	1,0	0,91	0,81	0,10
В28 Узел №601 – узел №28	1286	85,0	3885,1	219	8	0,1	38,51	1,0	0,91	0,81	0,10
В36 Уз. №23 – Уз. №3 (тр. по 1174)	7304,8	66,9	977	325	8	0,1	38,51	3,1	0,87	0,76	0,10
В15 Уз №28 – Уз. №29	22756	82,64	705,22	530	10	0,1	31,39	3,0	0,81	0,76	0,05
В58 К5.1 – Узел № 5.1	1104	90,0	356,3	219	8	0,1	40,00	0,8	0,94	0,93	0,01
В59 К 5 – Уз. №3 (тр. по 1157)	2309,8	95,0	2779	219	8	0,1	39,09	1,6	0,93	0,76	0,17
В37 Уз. №3 – Уз. №4 (тр. по 1174)	9947	74,14	2641	426	10	0,1	39,25	2,5	0,76	0,63	0,13
В60 Узел № 5.1 – Узел № 29	2276,2	95,0	2854,1	219	8	0,1	39,87	1,5	0,93	0,76	0,17

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

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

33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001



Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
В35 Узел №29 – узел №3	332,6	74,14	110	325	8	0,1	39,92	0,1	0,76	0,76	0,0
В16 Узел № 29 – Узел № 402 (1 нитка)	19576	87,55	1665,5	530	10	0,1	39,31	2,7	0,76	0,68	0,08
В106 Узел № 29 – Узел № 402 (2 нитка)	5122,9	87,55	1656,4	325	8	0,1	39,11	1,9	0,76	0,68	0,08
В57 К 402 – узел №402	1257	84,00	1700	219	6	0,1	40,00	1,1	0,73	0,68	0,05
В17 Узел №402 – узел №30 (1 нитка)	20381	87,38	885,2	530	10	0,1	39,00	2,9	0,68	0,63	0,05
В44 Узел №402 – узел №30 (2 нитка)	5575,8	87,38	883,3	325	8	0,1	39,00	2,1	0,68	0,63	0,05
В42 К4.1 – узел №4.1	1241	86,0	429,6	219	8	0,1	40,00	1,0	0,65	0,63	0,02
В43 К4 – Узел № 4 (тр. по 1157)	3177	94,0	175	219	8	0,1	40,00	2,3	0,65	0,63	0,02
В 102 Узел№4.1 – узел №4	1463,3	91,75	130,2	219	8	0,1	40,00	1,1	0,63	0,63	0,0
В101 узел № 4.1 – узел № 30	2954,6	91,75	118,1	273	8	0,1	39,82	1,4	0,63	0,63	0,0
В104 Узел №30 – узел №4	354,2	77,37	48,8	273	8	0,1	38,68	0,2	0,63	0,63	0,0
В38 Узел № 4НСС – Уз.№5НСС (тр. по 1174)	11056	77,37	1816	426	10	0,1	38,68	2,8	0,63	0,51	0,12
В103 Узел № 30 – УДР2 (1 нитка)	23053	87,55	2509,3	530	10	0,1	39,32	3,5	0,63	0,44	0,19
В39 Узел № 30 – УДР2 (2 нитка)	6212,6	87,55	2510,7	325	8	0,1	39,32	2,6	0,63	0,44	0,19
В108 К3 – Узел № 5 (тр. по 1157)	807	84,21	1481	219	8	0,1	40,00	1,4	0,57	0,51	0,06
В105 К 3.1 – узел № 3.1	495,01	62,0	333,9	159	8	0,1	40,00	1,2	0,59	0,57	0,02
В109 Уз. №5 - УДР (тр. по 1174)	12358	77,0	832	426	10	0,1	38,64	3,4	0,51	0,44	0,07

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

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

33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

54

Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Температура град. С	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
									в начале	в конце	
В120 УДР-2 - УДР	3919,7	87,55	274,1	530	10	0,1	38,83	0,4	0,44	0,44	0,0
В41 УДР – УПН (тр. по 1174)	18508	80,64	490	530	10	0,1	38,56	3,4	0,44	0,40	0,04
В18 УДР-2 – УПН (1 нитка)	19951	87,55	566,3	530	10	0,1	38,98	3,1	0,44	0,40	0,04
В 119 УДР-2 – УПН (2 нитка)	5394,3	87,55	567,5	325	8	0,1	38,83	2,3	0,44	0,40	0,04

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

55

Таблица А. 2 – Результаты гидравлического расчёта (Юг, Север)

Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Объём, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
								в начале	в конце	
Юг										
В65 К 26 – Узел № 21	498	10	2647,7	219	8	0,1	0,4	1,42	1,39	0,03
В62 К 21 – Узел № 21	662	8	210	159	8	0,1	1,6	1,41	1,39	0,02
В66 Узел № 21 – Узел № 34	1160	8,86	1100	273	8	0,1	0,7	1,39	1,37	0,02
В69 К34.1 – т.вр. К 34.1 (К 34)	395	7	250	159	6	0,1	0,9	1,39	1,38	0,01
В70 т.вр. К 34.1 (К 34) – узел № 34	1092	10,2	250	219	8	0,1	1,3	1,38	1,37	0,01
В71 Узел №34 – Узел №18	2252	9,5	2200	273	8	0,1	1,7	1,37	1,24	0,13
В67 К 18.1 – т.вр. К 18.1 (К 18)	938	16	319	159	6	0,1	2,0	2,08	2,03	0,05
В64 т.вр. К 18.1 (К 18) – Узел № 18	1637	21,1	1811,2	159	8	0,1	3,8	2,03	1,24	0,79
В76 Узел № 18 – Узел № 20	3889	14,4	1321,7	325	8	0,1	2,0	1,24	1,16	0,08
В74 К20 – Узел № 20	789	24	1066,0	159	8	0,1	1,9	1,30	1,16	0,04
В75 Узел № 20 – Узел № 16	4678	16	1709,2	426	10	0,1	1,4	1,16	1,11	0,05
В72 К 16.1 – т.вр. К 16.1 (К 16)	906	43	325,1	219	6	0,1	1,0	1,15	1,14	0,01
В77 т.вр. К 16.1 (К 16)– Узел № 16	1749	30	679,3	273	8	0,1	1,3	1,14	1,11	0,02
В78 Узел № 16 – Узел № 22	6427	19,8	1737,7	426	10	0,1	2,0	1,11	1,03	0,08
В90 К22 – Узел № 22	546	55	1000	219	8	0,1	0,4	1,04	1,03	0,01
В79 Узел № 22 – Узел № 4Л	6973	22,6	6097,6	426	10	0,1	2,6	1,03	0,66	0,37
В86 К15 – Узел № 1Л	907	44	2323,9	219	8	0,1	1,0	1,08	1,01	0,07

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

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

33ЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
								в начале	в конце	
В85 т.вр. К 17.1 (К 17) – Узел № 1Л	2332	58	1716,3	219	8	0,1	2,4	1,25	1,01	0,24
В84 К 17.1 – т.вр. К 17.1 (К 17)	1284	58	350	219	8	0,1	1,2	1,27	1,25	0,02
В89 Узел №1Л – Узел № 4Л	3239	54	3315,7	273	8	0,1	2,5	1,01	0,66	0,35
В83 К12 – Узел №4Л	440	63	222	219	8	0,1	0,4	0,66	0,66	0,0
В80 Перемычка Узел №4Л – узел №6 (сущ.)	1790	32,6	22	273	8	0,1	1,6	0,66	0,66	0,0
В81 Узел № 4Л – Узел № 53 (1 нитка)	5695,2	32,6	4118,7	426	10	0,1	2,4	0,66	0,44	0,22
В112 Узел № 4Л – Узел № 53 (2 нитка)	2726,8	32,6	4110	325	8	0,1	2,0	0,66	0,44	0,22
В82 Узел №6 – УДР (тр. По 1174)	2230,1	38,3	6189	325	8	0,1	1,5	0,66	0,44	0,22
Север										
В96 К58 – Узел № 58	331	75	244,6	219	8	0,1	0,2	0,57	0,57	0,0
В98 Узел № 58 – Узел № 57	331	75	2696,1	273	8	0,1	0,1	0,57	0,56	0,01
В95 К57 – Узел № 57	1234	66	881,2	159	8	0,1	3,0	0,76	0,56	0,20
В99 Узел № 57 – Узел № 53.1	1565	67,9	2877,8	273	8	0,1	0,1	0,56	0,50	0,06
В94К53 – Узел № 53.1	438	46	668,2	159	8	0,1	1,3	0,55	0,50	0,05
В91 Узел № 53.1 – Узел № 53 (1 нитка)	1303,5	63,1	4023,0	273	8	0,1	0,9	0,50	0,44	0,06
В114 Узел № 53.1 – Узел № 53 (2 нитка)	699,5	63,1	4046,5	219	8	0,1	0,8	0,50	0,44	0,06

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Участок трубопровода	Расход, м³/сут	Обв-сть, %	Длина, м	Дн трубы, мм	Толщина, мм	Шероховатость, мм	Скорость, м/с	Давление, МПа (изб)		Перепад давления, МПа
								в начале	в конце	
В92 Узел № 53 – УДР-3 (1 нитка)	6746	38,5	567,3	530	10	0,1	1,6	0,44	0,42	0,02
В116 Узел № 53 – УДР-3 (2 нитка)	3678,8	38,5	562,2	426	10	0,1	1,3	0,44	0,42	0,02
В88 УДР-3 –УПН (1 нитка)	6802,9	38,5	701,6	530	10	0,1	1,6	0,42	0,40	0,02
В97 УДР-3 –УПН (2 нитка)	3622	38,5	727,3	426	10	0,1	1,3	0,42	0,40	0,02

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

58



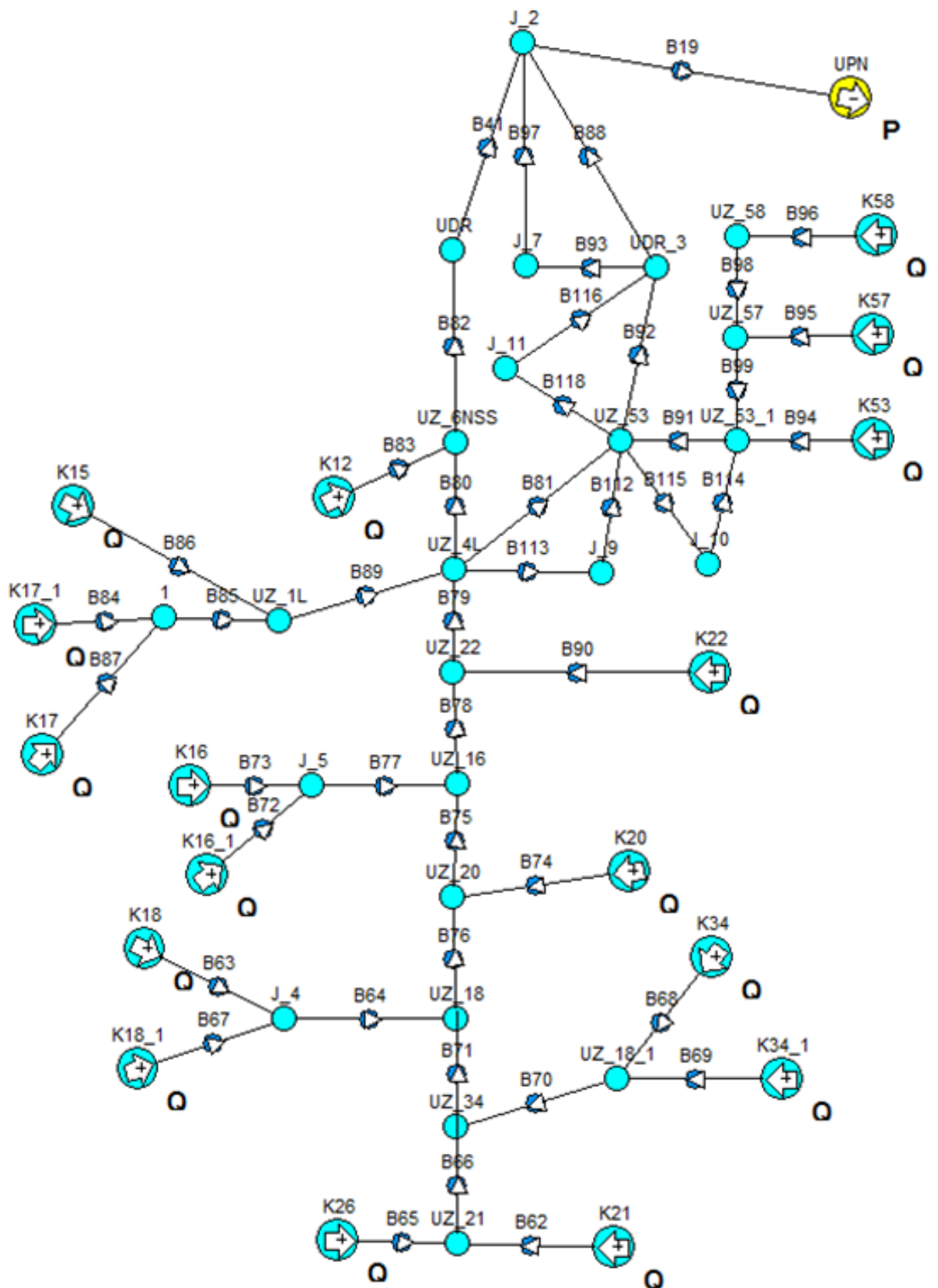


Рисунок А.2 – Гидравлическая схема расчета нефтегазосборных трубопроводов (Юг, Север)

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

## Приложение Б

(обязательное)

### Расчет балластировки трубопроводов

Б.1 Расчет балластировки нефтесборного трубопровода D 159x6 мм

Результаты расчета и требуемое количество утяжелителей представлены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Результаты расчета балластировки для трубопровода D 159x6 мм

Наименование	Ед. изм.	Значения для текстильных контейнеров
Наружный диаметр трубы	мм	159
Толщина стенки	мм	6
Вес 1 п/м трубопровода	Н/м	226,8
Вес изоляции	Н/м	16,8
Расчетная выталкивающая сила воды	Н/м	222,8
Плотность воды	кг/м <sup>3</sup>	1050
Масса одного груза КТ-300	кг	700
Плотность груза	кг/м <sup>3</sup>	1500
Нормативная интенсивность балластировки	Н/м	38,6 (для болот) 113,6 (для русловых участков)
Расстояние м/у грузами	м	177,0 (для болот) 20,8 (для русловых участков)

Б.2 Расчет балластировки защитных футляров

Таблица Б.2 – Результаты расчета балластировки проектируемого трубопровода в защитном футляре

Наименование	Ед. изм.	Значения для текстильных контейнеров
Наружный диаметр трубы	мм	159
Толщина стенки трубопровода	мм	6
Вес 1 п/м трубопровода	Н/м	226,8
Вес изоляции трубопровода	Н/м	16,8
Наружный диаметр футляра	мм	426
Толщина стенки футляра	мм	10
Вес 1 п/м футляра	Н/м	1005,9
Вес изоляции футляра	Н/м	44,3
Расчетная выталкивающая сила воды	Н/м	1516
Плотность воды	кг/м <sup>3</sup>	1050
Нормативная интенсивность балластировки	Н/м	1980,1 (для болот) 2752,3 (для русловых участков)
Масса одного груза КТ-500	кг	1800
Плотность груза	кг/м <sup>3</sup>	1500
Расстояние м/у грузами (не более)	м	9,0 (для болот) 6,3 (для русловых участков)

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

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

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001

Лист

61





- 27 СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы;
- 28 СН 452-73 Нормы отводы земель для магистральных трубопроводов;
- 29 СП 61.13330.2012 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов;
- 30 СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы;
- 31 СП 18.13330.2019 Генеральные планы промышленных предприятий;
- 32 СП 11-105-97 Инженерно-геологические изыскания для строительства;
- 33 Приказ Минздравсоцразвития России от 12 апреля 2011 года №302н, Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся предварительные и периодические медицинские осмотры, и Порядка проведения предварительных и периодических медицинских осмотров работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда;
- 34 СП 115.13330.2016 Геофизика опасных природных воздействий;
- 35 СП 50-101-2004 Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений;
- 36 СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7-81\*;
- 37 ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент;
- 38 ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия;
- 39 ГОСТ 25129-82 Грунтовка ГФ-021. Технические условия;
- 40 ГОСТ 30852.9-2002 (МЭК 60079-10:1995) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон;
- 41 ГОСТ 30852.11-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазорам и минимальным воспламеняющим токам;
- 42 ГОСТ 30852.5-2002 (МЭК 60079-12:1978) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. Метод определения температуры самовоспламенения;
- 43 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
- 44 ГОСТ 15150-69 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды;
- 45 ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии;
- 46 Постановление Правительства РФ от 23.09.2002 №695 «О прохождении обязательного психиатрического освидетельствования работниками, осуществляющими отдельные виды деятельности, в том числе деятельность, связанную с источниками повышенной опасности (с влиянием вредных веществ и неблагоприятных производственных факторов), а также работающими в условиях повышенной опасности»;

Взам. инв. №							
Подп. и дата							
Инв. № подл.							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001	Лист
							63

- 47 Кодекс РФ от 30.12.2001 №197-ФЗ «Трудовой кодекс Российской Федерации»;
- 48 ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
- 49 Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
- 50 ВНТП 01/87/04-84 (Миннефтегазстрой, Мингазпром, Миннефтепром) «Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования»;
- 51 ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
- 52 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. Санитарные нормы;
- 53 ГОСТ ИСО 8041-2006 Вибрация. Воздействие вибрации на человека. Средства измерений;
- 54 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
- 55 СанПиН 2.1.4.1074-01 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения;
- 56 СНиП 12-04-2002 Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство;
- 57 СанПиН 2.1.4.1116-02 Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества;
- 58 ИТС 28-2017 Добыча нефти.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ТЧ-001			

## ВЕДОМОСТЬ ДОКУМЕНТОВ ГРАФИЧЕСКОЙ ЧАСТИ

Обозначение	Наименование	Примечание
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-001	Ведомость документов графической части	
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-002	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный» Ситуационный план (1:25000)	
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-003	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный». Схема технологическая принципиальная	
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-004	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный». План ПК0+0,0 – ПК25+0,0 (1:2000)	
3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-005	Трубопровод нефтесборный «Площадка – т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный». План ПК25+0,0 – ПК44+67,97 (1:2000)	

Согласовано					
Взам. инв. №					
Подл. и дата					

Инв. № подл.					
Изм.					
Кол.уч.					
Лист					
№ док.					
Подп.					
Дата					

3ЗЛУ-ПЛГ2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-001

Разраб.	Гиндуллина	<i>[Подпись]</i>	25.03.22
Н.контр.	Легостаева	<i>[Подпись]</i>	25.03.22
ГИП	Алитдинов	<i>[Подпись]</i>	25.03.22

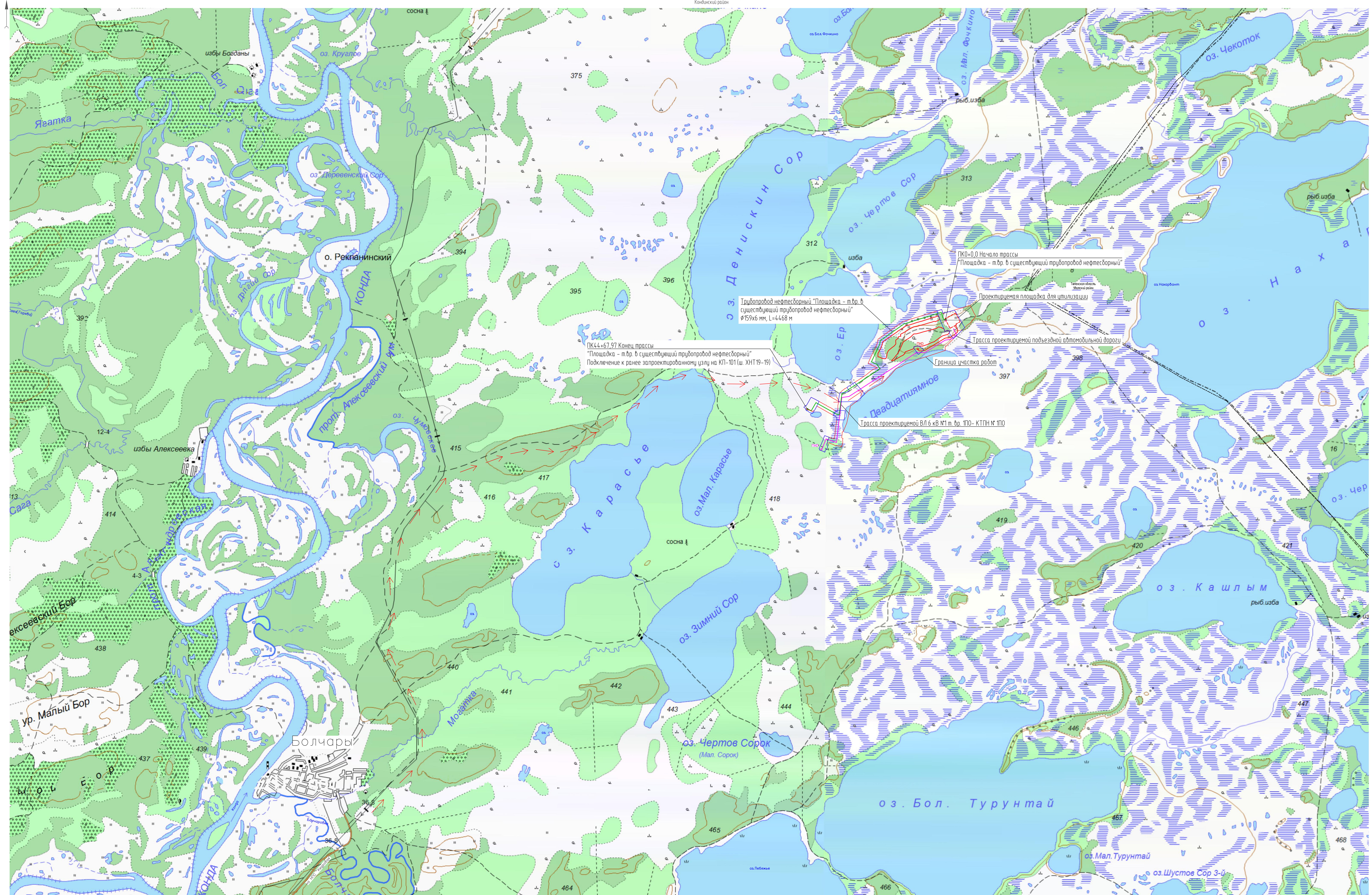
Ведомость документов  
графической части

Стадия	Лист	Листов
П		1



**Ю Г Р А**  
нефтегазпроект





ПК44+67.97 Конец трассы  
"Площадка - т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный"  
Подключение к ранее запроектированному узлу на КП-101 (ш. ХНТ19-19)

Трубопровод нефтесборный "Площадка - т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный"  
Ø159х6 мм, L=4468 м

ПК0+0.0 Начало трассы  
"Площадка - т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный"

Проектируемая площадка для утилизации

Трасса проектируемой подъездной автомобильной дороги

Граница участка работ

Трасса проектируемой ВЛ 6 кВ №1 т.вр. ППО - КТПН № ППО

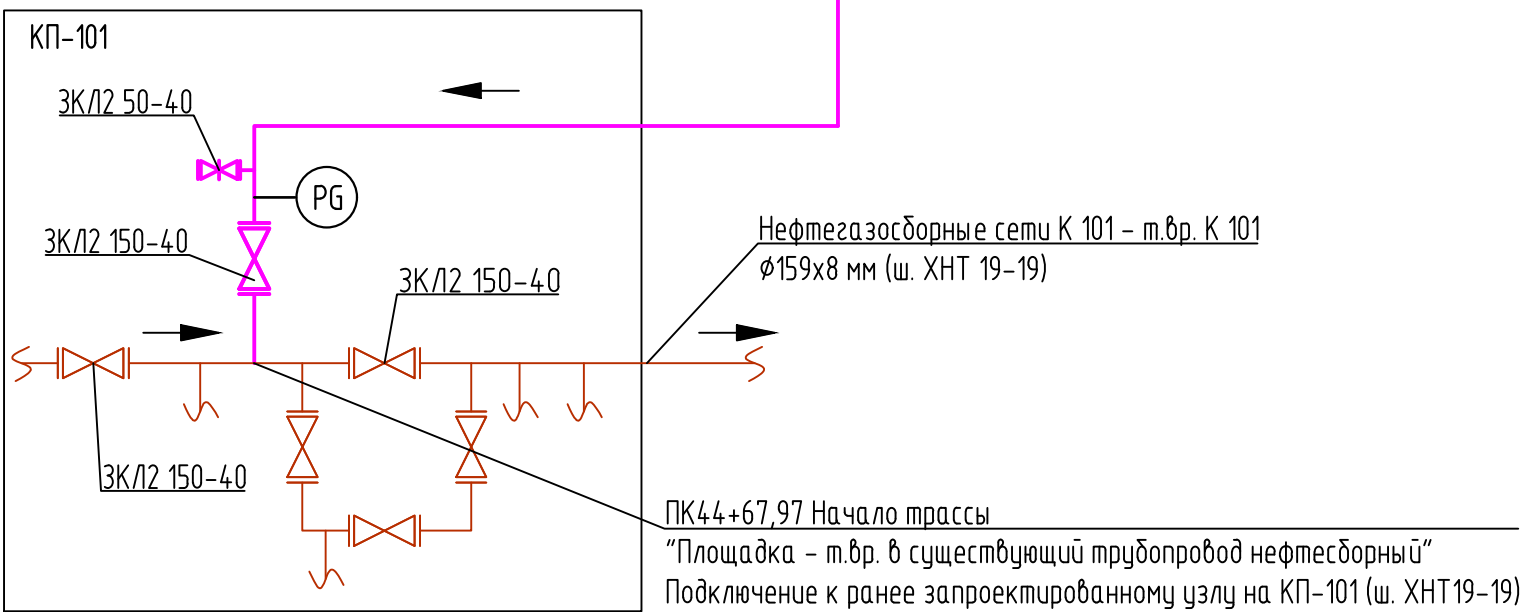
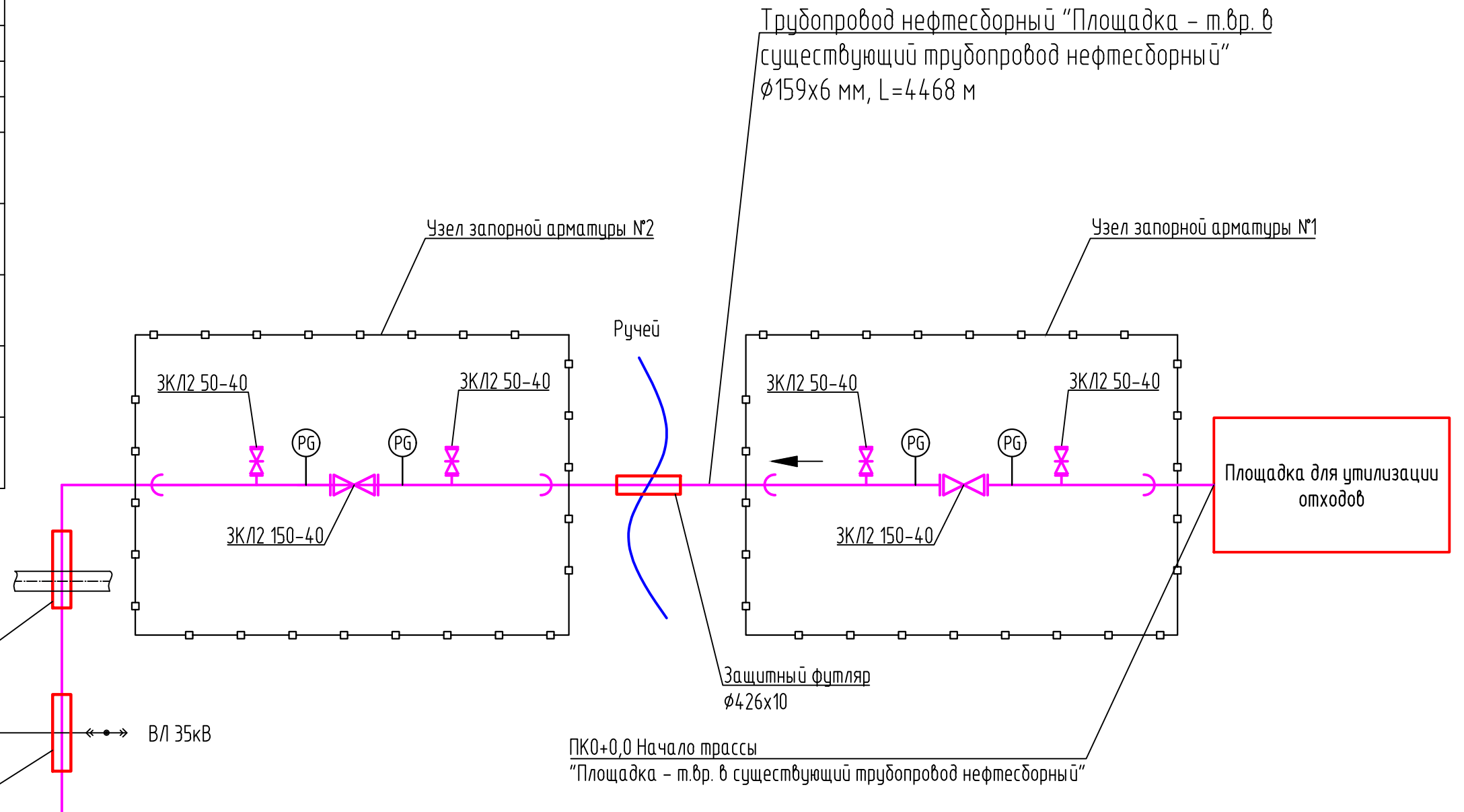
- Числовые обозначения
- План 1:20000
- План 1:5000
- Схема проезда на участок работ
- Граница района

Апр	25.03.2022	Выдано для рассмотрения	Инициатор	Фамилия	Карпов
Ред.			Инициатор	Пробер	002
33/19-П/Г 2014-П-ИОС7.02.00-ГЧ-002					
Площадка для утилизации отходов на западно-зимнем лицензионном участке					
Имя	Колос	Лист	№ док	Подпись	Дата
Проект	Ситуационный	Рис.03.02			05.03.22
Проб.	Реализация	Рис.03.02			05.03.22
Исполн.	Карпов	Рис.03.02			05.03.22
Технад.	Лавренко	Рис.03.02			05.03.22
Генп.	Андреев	Рис.03.02			05.03.22
Ситуационный план 1:25 000					
					Ю Г П Р А нефтегазпроект



# Условные обозначения

Обозначение и изображение	Наименование
	Трубопровод проектируемый
	Трубопровод ранее запроектированный
	Направление потока
	Задвижка проектируемая
	Задвижка ранее запроектированная
	Манометр
	Площадка проектируемая
	Ограждение проектируемое
	Автоморога
	Куст по проекту ХНТ 19-19



Трубопровод нефтесборный "Площадка - т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный"  $\phi 159 \times 6$  мм, L=4468 м

ПК0+0,0 Начало трассы "Площадка - т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный"

Согласовано	
Взам. инв. №	
Попр. и дата	
Инв. № подл.	

А00	25.03.2022	Выпущено для рассмотрения	Гиндуллина	Файзуллина	Карпов
Рев.	Дата	Назначение выпуска	Разраб.	Провер.	Утв.
ЗЗЛУ-ПЛГ 2014-П-ИОС 7.02.00-ГЧ-003					
Площадка для утилизации отходов на Западно-Зимнем лицензионном участке					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.		Гиндуллина			25.03.22
Проб.		Файзуллина			25.03.22
Нач.отд.		Карпов			25.03.22
Н.контр.		Легостаева			25.03.22
ГИП		Алитдинов			25.03.22
				Стадия	Лист
				П	1
Схема технологическая принципиальная					









ПК44+67.97 Концы трассы  
"Площадка - т.вр. в существующий трубопровод нефтесборный"  
Подключение к ранее запроектированному узлу на КП-101 (ш. ХНТ9-19)

Нефтезасборные сети К 101 - т.вр. К 101  
ДНСО (проект ш. ХНТ9-19)

- 1 Данный лист выполнен на основании материалов инженерных изысканий, выполненных ООО «Идроннефтегазпроект» в апреле - июне 2021 года.
- 2 Нефтесборный трубопровод проложить на глубину не менее 0,8 м до верхней образующей трубы.
- 3 Система высот Балтийская.
- 4 Установить опознавательные знаки через каждый километр и в местах поворота трассы, а также на переходах через естественные и искусственные препятствия, в начале и конце защитных фидеров, на расстоянии 1 м от трубопровода. Допускается установка знаков с одной стороны по ходу движения продукта.

ИОС	25.03.2022	Выдана для рассмотрения	Инициатор	Фамилия	Корпус
Ред.	Дата	Назначение выпуска	Инициатор	Провер.	ИОС
33/ЛГ-П/ЛГ 2014-П-ИОС 7.02.00-ГЧ-005					
Площадка для утилизации отходов на западно-зимнем лицензионном участке					
Иск.	Колос.	Лист	К. Док.	Подпись	Дата
Гриб	Решалина	Бла	Бла	05.03.22	05.03.22
Исполн.	Корпус	Лист	К. Док.	Подпись	Дата
Технов.	Васильева	Бла	Бла	05.03.22	05.03.22
ГАП	Алишадия	Бла	Бла	05.03.22	05.03.22
План ПК25+0,0 - ПК44+67,97					
1:2000					