

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»  
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Повышение производительности промыслового трубопровода «----- месторождения» УДК <u>622.692.4.07.(571.122)</u>

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Кривошапов Д.Е.		06.06.2016.

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Рудаченко А.В.	д.т.н., доцент		06.06.2016г.

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н., доцент		31.05.2016г.

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		21.04.2016г.

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		07.06.2016г.

## Содержание

1	Характеристика участка строительства	6
1.1	Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка	6
1.1.1	Топографические условия	7
1.1.2	Инженерно-геологические условия	7
1.1.3	Гидрогеологические условия	9
1.1.4	Метеорологические и климатические условия	10
1.2	Сведения об особых природно-климатических условиях участка	10
1.3	Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта	11
1.4	Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта	11
2	Характеристика линейного объекта	12
2.1	Сведения о категории и классе линейного объекта	13
2.2	Сведения о проектной мощности	14
2.3	Показатели и характеристика трубопроводов и арматуры	14
2.4	Количество и типы оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства	17
2.5	Мероприятия по энергосбережению	17
2.6	Молниезащита, заземление арматуры и трубопровода	18
2.7	Численность и профессионально-квалификационный состав персонала	19
2.8	Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации	25
2.9	Обоснование принятых решений по автоматизации	29
2.10	Организация ремонтного хозяйства	30
2.11	Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях	31
2.12	Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	32
3	Промысловый трубопровод	36
3.1	Описание технологии процесса транспортирования продукта	36

					<i>Повышение производительности промыслового трубопровода ----- нефтяного месторождения</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>		<i>Кривошапов Д.Е</i>			<b>Оглавление</b>		
<i>Руковод.</i>		<i>Рцдаченко А.В.</i>			<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Консульт.</i>							125
<i>Зав. Каф.</i>		<i>Рцдаченко А.В.</i>			<b>ТПУ гр.3-2511</b>		

3.2	Сведения о проектной пропускной способности трубопровода по перемещению продукта	
3.3	Характеристика параметров трубопровода	36
3.4	Обоснование диаметров трубопроводов	36
3.5	Сведения о рабочем давлении и максимально допустимом рабочем давлении	36
3.6	Описание системы работы клапанов-регуляторов	37
3.7	Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок	37
3.8	Очистка полости и испытание трубопровода	37
3.9	Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации	41
3.10	Обоснование мест установки запорной арматуры с учетом рельефа местности, пересекаемых естественных и искусственных преград и других факторов	42
3.11	Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них	42
3.12	Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий	42
3.13	Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием	43
3.14	Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта	43
3.15	Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды	44
3.16	Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса)	44
3.17	Описание системы диагностики состояния трубопровода	44
3.18	Перечень мероприятий по защите трубопровода от снижения (увеличения) температуры продукта выше (ниже) допустимой	47
3.19	Описание вида, состава и объема отходов, подлежащих утилизации и захоронению	48
3.20	Сведения о классификации токсичности отходов, местах и способах их захоронения в соответствии с установленными техническими условиями	48
3.21	Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)	48
3.22	Оценка возможных аварийных ситуаций	49
3.23	Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий	52

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

3.24	Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопроводов в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов)	54
3.25	Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами	57
3.26	Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов	58
3.27	Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы	58
3.28	Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам	59
3.29	Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета	59
3.30	Обоснование требований к габаритным размерам труб, допустимым отклонениям наружного диаметра, овальности, кривизны, расчетные данные, подтверждающие прочность и устойчивость трубопровода	59
3.31	Обоснование пространственной жесткости конструкций (во время транспортировки, монтажа (строительства) и эксплуатации)	60
3.32	Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве	61
3.33	Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопровода по трассе с крутизной склонов более 15 градусов	61
3.34	Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках	61
3.35	Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек	61
3.36	Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)	62
3.37	Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов	62
4	Ссылочные нормативные документы	63
	Приложение А Гидравлический расчет лупинга нефтегазосборного трубопровода «кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН ----- нефтяного месторождения»	66
	Приложение Б Расчет толщины стенки трубопровода	70
	Приложение В Расчет трубопровода на прочность и устойчивость	71
	Приложение Г Расчет балластирования трубопровода	77

					<i>Оглавление</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Приложение Д Расчет срока службы трубопровода и обоснование отсутствия защиты трубопровода средствами ЭХЗ	79
Приложение Е Расчет определения зоны незамерзающего грунта вокруг трубопроводов	81
Приложение Ж Технологическая схема трубопровода	83

					<i>Оглавление</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА УЧАСТКА СТРОИТЕЛЬСТВА

Данные взяты из технического отчета по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки рабочей документации «Узел дополнительной сепарации с лупингом нефтепровода «Кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН ----- нефтяного месторождения», выполненного» в 2015 году.

## 1.1 Сведения о топографических, инженерно-геологических, гидрогеологических, метеорологических и климатических условиях участка

Территориально участок работ находится в юго-западной части ----- района Томской области. Территория расположена на Западно-Сибирской равнине Обь-Иртышского водораздела. Рельеф района полого-волнистый.

В непосредственной близости находятся месторождения: -----, ----- расположен в 50 км на юго-восток от месторождения. Грузы в пос. Пудино доставляются речным транспортом по рекам Обь, Чузик, а зимой – по зимнику. На месторождение груз завозят по зимнику. Доставка срочных грузов и смена вахт осуществляется вертолетом.

Территория строительства расположена в бассейне р. Оби и её притоков, на водоразделе рек Васюган и Парабель.

Согласно физико-географическому районированию территория строительства расположена на Западно-Сибирской равнине Обь-Иртышского водораздела. Рельеф района полого-волнистый, расчленён реками Кехорега, Мал. Пильга и другими мелкими реками и ручьями.

По геоморфологическому районированию территория строительства расположена в лесной зоне, где изменения рельефа протекают медленно. Для лесной зоны характерно преобладание слабодренированных плоских равнин, занятых обширными труднопроходимыми болотами, заболоченными участками, мелкими ручьями и речками.

На возвышенных участках и гривах растительность представлена густым смешанным лесом (сосной, берёзой, елью, осиной, реже пихтой и кедром) с подлеском и кустарниками.

В геоморфологическом отношении место строительства расположено в обширной древней озёрно-аллювиальной равнине на большей части перекрытую современными болотными образованиями.

					Повышение производительности промыслового трубопровода Вахского нефтяного месторождения			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кривошапов Д.Е.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.						80
Консульт.								
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						
					ТПУ гр.3-2511			

### **1.1.1 Топографические условия**

На район выполнения работ имеются топографические материалы масштаба 1:25000, 1:100000, в архиве – материалы изысканий по договорам прошлых лет. Фондовые материалы использовались для общей характеристики физико-географических условий района работ.

Обеспечение участка работ геодезическим обоснованием выполнено посредством единой съёмочной геодезической сети с использованием спутниковой аппаратуры.

Принятая система координат – Государственная 1995 года, система высот – Балтийская 1977 года.

Пункты планово-высотного обоснования закреплены временными знаками. Для закладки реперов использованы пни свежей рубки, диаметром в верхней части не менее 25 см, обработанные в виде столба с вырезом для надписи и полочкой. Реперы замаркированы масляной краской с указанием названия организации, номеров, года установки. Реперы установлены с обеспечением взаимной видимости в надежных местах, за пределами зоны строительных работ, не подверженных затоплению, размыву, оползню, обеспечивающей максимальную сохранность.

На участке работ выполнена топографическая съёмка в масштабе 1:5000, высота сечения рельефа 0,5; топографическая съёмка переходов трасс через автодороги и коммуникации в масштабе 1:500 с высотой сечения рельефа 0,5.

Все топографо-геодезические работы выполнены в соответствии с техническим заданием, программы работ и требованиями действующих нормативных документов.

### **1.1.2 Инженерно-геологические условия**

Рельеф трассы пологоволнистый, абсолютные отметки поверхности изменяются от 96,21 до 106,72 м.

Геолого-литологический разрез трассы лупинга с поверхности сложен почвенно-растительным слоем мощностью 0,2-0,3 м, ниже до глубины 0,6-6,2 м – торфом бурым и темно-коричневым сильноразложившимся очень влажным. Минеральным дном болота до глубины 7,5-10,3 м служит суглинок светло-серый мягкопластичный с примесью органических веществ. Суглинок подстилается супесью серой текучей до вскрытой глубины 8,0-17,0 м.

Нормативная глубина сезонного промерзания торфа составляет 0,6 м, суглинков – 2,05 м, супеси 2,65 м.

В результате анализа пространственной изменчивости частных значений показателей свойств грунтов с учётом данных о геологическом строении и литологических особенностях грунтов в сфере взаимодействия фундаментов сооружений с геологической средой выделяется 5 инженерно-геологических элементов.

В конце трассы лупинга в верхней части разреза залегает супесь серая пластичная с линзами суглинка с глубины 0,2-1,7 м до глубины 1,1-3,6 м. Ниже залегает супесь серая текучая с линзами суглинка с глубины 1,1-3,6 м до глубины 1,6-4,1 м. С глубины 3,0-4,1 м до

					<i>Оглавление</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

глубины

5,0-7,0 м залегают суглинки серые тугопластичные с примесью органических веществ с линзами супеси. Ниже залегает супесь серая текучая до вскрытой глубины 17,0 м.

Показатели свойств грунтов изменяются незакономерно в пределах каждого инженерно-геологического элемента.

Инженерно-геологический элемент № 1: торф сильно-разложившийся очень влажный (b<sub>QIV</sub>).

Торф бурый и темно-коричневый сильно-разложившийся очень влажный, вскрыт под моховым покровом с глубины 0,4-6,2 м на 80 % территории. Мощность слоя 0,3-6,0 м.

Торф является сильносжимаемым грунтом ( $m_0 = 7,808 \text{ см}^2/\text{кгс}$ ). Модуль деформации, рассчитанный в интервале нагрузок 0,05-0,6 кгс/см<sup>2</sup>, составляет 0,85 МПа. Прочностные характеристики определены по методике неконсолидированного среза:  $C = 3,3 \text{ кПа}$ ,  $\varphi = 80$ .

Сопrotивление грунта вращательному срезу, определенное в полевых условиях, составляет 0,059 кгс/см<sup>2</sup>.

По прохождению строительной техники переходные болота относятся к 1 и 2 типам.

Инженерно-геологический элемент № 2: суглинок легкий песчаный мягкопластичный с примесью органического вещества.

Суглинок серый, светло-серый, легкий песчаный мягкопластичный с прослоями тугопластичного суглинка с примесью органического вещества и с прослоями супеси залегает по всему разрезу. Слой мощностью 0,9-6,2 м.

Модуль деформации, рассчитанный по компрессионной кривой в интервале нагрузок 1,0-2,0 кгс/см<sup>2</sup> при коэффициенте сжимаемости  $m_0 = 0,029 \text{ см}^2/\text{кгс}$ , составляет 3,6 МПа.

Нормативный модуль деформации составляет 5,7 МПа.

Нормативные показатели сопротивления грунта срезу при консолидированном сдвиге равны:  $C = 26,5 \text{ кПа}$ ,  $\varphi = 20,1^\circ$ .

Инженерно-геологический элемент № 3: супесь песчаная текучая.

Супесь серая текучая залегает в нижней части разреза мощностью 0,4-10,0 м.

Модуль деформации, рассчитанный по компрессионной кривой в интервале нагрузок 1,0-2,0 кгс/см<sup>2</sup> при коэффициенте сжимаемости  $m_0 = 0,016 \text{ см}^2/\text{кгс}$ , составляет 8,3 МПа.

Нормативный модуль деформации составляет 16,3 МПа.

Нормативные показатели сопротивления грунта срезу при консолидированном сдвиге равны:  $C = 15,0 \text{ кПа}$ ,  $\varphi = 19,3^\circ$ .

Инженерно-геологический элемент № 4: суглинок тяжелый пылеватый текучепластичный с примесью органического вещества (IaQ<sub>II-III</sub>).

Суглинки голубовато-серые, буровато-серые текучепластичной консистенции с примесью органических веществ с прослоями супеси текучей вскрыты в верхней части разреза, в конце трассы лупинга, слоем мощностью 1,0-2,2 м.

Модуль деформации, рассчитанный по компрессионной кривой в интервале нагрузок 1,0-2,0 кгс/см<sup>2</sup> при коэффициенте сжимаемости  $m_0 = 0,042 \text{ см}^2/\text{кгс}$ , составляет 3,0 МПа.

					Оглавление		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



Расчетный модуль деформации составляет 5,0 МПа.

Нормативные показатели сопротивления грунта срезу при консолидированном сдвиге равны:  $C = 18,5$  кПа,  $\varphi = 13,5^\circ$ .

Инженерно-геологический элемент № 5: супесь песчанистая пластичная.

Супесь буровато-серая пластичная залегает в верхней части разреза, в конце трассы лупинга, слоем мощностью 0,9-1,1 м.

Модуль деформации, рассчитанный по компрессионной кривой в интервале нагрузок 1,0-2.0 кгс/см<sup>2</sup> при коэффициенте сжимаемости  $m_0 = 0,011$  см<sup>2</sup>/кгс, составляет 11,8 МПа.

С учетом регионально обоснованного переходного коэффициента от компрессионного к штамповому для грунтов Среднего Приобья, равного 1,63, расчетный модуль деформации составляет 19,2 МПа.

Нормативные показатели сопротивления грунта срезу при консолидированном сдвиге равны:  $C = 16,4$  кПа,  $\varphi = 26,0^\circ$ .

### 1.1.3 Гидрогеологические условия

При бурении в скважинах вскрыты подземные воды двух типов: болотные и грунтовые воды.

По трассе лупинга с поверхности отмечаются болотные воды, приуроченные к почвенно-растительному слою и торфу. Грунтовые воды вскрыты с глубины 7,5-10,3 м, приурочены к супеси текучей.

Болотные воды зафиксированы в органических отложениях с уровнем установления на глубине 0,0-0,3 м.

Водовмещающими грунтами болотных вод являются торфяные отложения, насыщенные водой. Мощность водоносной толщи болотных вод изменяется от 0,3 до 6,0 м.

Болотные воды по химическому составу являются гидрокарбонатными магниевом-кальциевыми, гидрокарбонатными магниевыми, и гидрокарбонатными магниевом-натриевыми.

Грунтовые воды распространены повсеместно: появляются и устанавливаются на глубинах от 1,1 до 10,2 м. Водовмещающими грунтами являются супеси текучие.

На участках, где торфяные отложения подстилаются суглинками и текучепластичными, супесями текучими болотные воды и грунтовые воды сливаются.

Сток поверхностных вод с рельефа обеспечен слабо, поэтому в весенне-осенний период, во время обильных дождей, при таянии сезонной мерзлоты, болота будут затопливаться болотными и поверхностными водами

Грунтовые воды по химическому составу являются гидрокарбонатными магниевом-кальциевыми, гидрокарбонатными магниевыми, гидрокарбонатными кальциевом-натриевыми, гидрокарбонатными кальциевом-магниевыми и гидрокарбонатными кальциевыми.

Согласно СП 28.13330.2012 по степени агрессивного воздействия воды-среды на бетон конструкций нормальной проницаемости по содержанию агрессивной углекислоты и по водородному показателю воды являются среднеагрессивными, по остальным показателям –

					Оглавление	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

неагрессивными. По отношению к арматуре железобетонных конструкций подземные воды неагрессивные при постоянном погружении, при периодическом смачивании слабоагрессивные

На ПК 16+10,11 трассы лупинга имеется пересечение с рекой Белая, русло которой теряется в болоте, глубина и ширина не выражены.

#### 1.1.4 Метеорологические и климатические условия

Характеристика климатических условий приведена по данным многолетних наблюдений на метеорологических станциях.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и теплым летом, довольно резким изменением элементов погоды в сравнительно короткие периоды времени.

Климатические условия района приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Основные климатические характеристики района строительства

Характеристика		Нормативный документ	Значение
1		2	3
Климатический подрайон строительства		СП 131.13330.2012	IV
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С			минус 51
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С			37
Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С,	обеспеченностью 0,92		минус 41
	обеспеченностью 0,98		минус 44
Температура воздуха наиболее холодных суток, °С	обеспеченностью 0,92		минус 47
	обеспеченностью 0,98		минус 48
Среднегодовая температура воздуха, °С			минус 0,8
Расчетное значение веса снегового покрова для IV района, кПа			2,4
Нормативное значение ветрового давления I района, кПа			СП 131.13330.2012
Нормативное значение ветрового давления, Па (скорость ветра, м/с) для II района по ветру		ПУЭ-7	500 (29)
Нормативное значение стенки гололеда для II района, мм		СП 131.13330.2012	5
		ПУЭ-7	15
Среднегодовая продолжительность гроз, ч		ПУЭ-7	40-60
Барометрическое давление, гПа		СП 131.13330.2012	1007

Гололедно-изморозевые явления наблюдаются с октября по май, с максимумом в ноябре-феврале.

#### 1.2 Сведения об особых природно-климатических условиях участка

По СП 14.13330.2011 расчетная сейсмическая интенсивность района работ в баллах MSK-64 для средних грунтовых условий и трех степеней сейсмической опасности – А (10 %), В (5 %), С (1 %) в течении 50 лет, определенная по картам сейсмической опасности ОСР-97-А составляет 5 баллов, ОСР-97-В – 5 баллов, ОСР-97-С – 6 баллов.

По степени опасности землетрясений территория изыскания относится к «умеренно опасной» категории согласно СП 115.13330.2011.

					<i>Оглавление</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Современные физико-геологические процессы на территории строительства проявляются в виде морозного пучения, болотных образований и заболачивания.

Согласно схематической карте зон влажности по СП 131.13330.2012 территория относится к нормальной.

К опасным природным процессам относятся подтопление территории и морозное пучение грунтов.

Территория в условиях, существующих на период работ, безопасна в отношении процесса морозного пучения грунтов, т.к. торф, залегающий с поверхности территории, пучинистыми свойствами не обладает. Ниже залегающие грунты в естественных условиях находятся вне зоны промерзания.

На участке в конце трассы лупинга, супеси пластичные, по степени морозного пучения, залегающие в зоне сезонного промерзания, относятся к слабопучинистым грунтам.

Степень морозного пучения территории строительства – «опасная», согласно СП 115.13330.2011.

Подтопление. Территория строительства является естественно подтопленной согласно СП 22.13330.2012 п.5.4.9. по степени опасности данного процесса согласно СП 115.13330.2011 – территория классифицируется, как «весьма опасная».

По категории сложности инженерно-геологических условий территория относится к третьей категории сложности согласно СП 11-105-97.

### **1.3 Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта**

Сведения о прочностных и деформационных характеристиках грунта в основании линейного объекта приведены в п. 1.1.2 «Инженерно-геологические условия», более подробная информация приведена в техническом отчете по результатам инженерно-геологических изысканий для подготовки рабочей документации.

### **1.4 Сведения об уровне грунтовых вод, их химическом составе, агрессивности по отношению к материалам изделий и конструкций подземной части линейного объекта**

Сведения о грунтовых водах приведены в п. 1.1.3 «Гидрогеологические условия».

					<i>Оглавление</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИНЕЙНОГО ОБЪЕКТА

Принятые проектные решения соответствуют национальным стандартам и сводам правил (частям таких стандартов и сводов правил), утвержденным Правительством Российской Федерации, в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (№ 384-ФЗ).

В настоящем томе приведены технические решения по строительству промышленного трубопровода: лупинга нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки № 8Б до установки подготовки нефти (УПН) ----- нефтяного месторождения. Сведения о проектируемом промышленном трубопроводе приведены в таблице 2.1.

Технологическая схема трубопровода приведена в графической части тома, см. .

Таблица 2.1 – Характеристика проектируемого промышленного трубопровода

Наименование Участка трубопровода	Диаметр, толщина стенки, мм	Протяженность трассы трубопровода, м	Давление (изб.) в начале участка - в конце участка, МПа	Месторасположение начального пункта	Месторасположение конечного пункта	Наружные установки, ПК
Лупинг нефтепровода «кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН»:						
- кустовая площадка № 8Б – УДС	159x8	303, из них 5 – по территории кустовой площадки № 8Б	0,63-0,53	обратный фланец задвижки № 1/6 (на кустовой площадке № 8Б)	задвижка № 1/1 (узел № 1)	- задвижка № 1/6; - узел задвижек № 1 ПК 2+97,92
- УДС – вр. кустовой площадки № 8А	159x8	2626	0,53-0,48	задвижка № 1/1 (узел № 1)	задвижка № 4/1 (узел № 4)	- узел задвижек № 2 ПК 12+72,61; - узел задвижек № 3, ПК 19+02,98; - узел задвижек № 4 ПК 28+84,64
- вр. кустовой площадки № 8А – ограждение УПН	159x8	4581	0,48-0,34	задвижка № 4/1 (узел № 4)	№ 158 (гребенка УПН)	- узел задвижек № 5 ПК 72+24,10
Общая протяженность	7510 м					

					<i>Повышение производительности промышленного трубопровода Вахского нефтяного месторождения</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	<b>Характеристика линейного объекта</b>		
<i>Разраб.</i>	<i>Кривошапов Д.Е.</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Рцдаченко А.В.</i>						125
<i>Консульт.</i>					<b>ТПУ гр.3-2Б11</b>		
<i>Зав. Каф.</i>	<i>Рцдаченко А.В.</i>						

Выбор трассы проектируемого трубопровода выполнен в соответствии с требованиями

РД 39-132-94, СП 34-116-97, Федерального Закона от 29.12.2015 № 404-ФЗ «Об охране окружающей среды». Основные критерии при выборе трасс – минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка с другими коммуникациями, с учетом безопасности строительства и эксплуатации объектов. Расстояние между осями проектируемого и существующего трубопровода – не менее 8 м, расстояние до подошвы насыпи земляного полотна автомобильной дороги – не менее 10 м. Расстояние от опор пересекаемых ВЛ – не менее 6 м (в соответствии с требованиями ПУЭ).

Способ прокладки трубопровода подземный, надземные участки предусмотрены только в местах подключения к запорной арматуре.

Чертежи планов трассы проектируемого трубопровода приведен в графической части тома.

### 2.1 Сведения о категории и классе линейного объекта

Согласно СП 34-116-97 проектируемый лупинг нефтегазосборного трубопровода в зависимости от диаметра относится к III классу (диаметр трубопровода менее 300 мм). Согласно ГОСТ Р 55990-2014 трубопровод также относится к III классу (диаметр трубопровода 150 и менее мм).

В зависимости от назначения, класса, рабочего давления в соответствии с таблицей 7 СП 34-116-97 нефтегазопровод отнесен к III категории; в зависимости от условий прохождения трассы, в соответствии с таблицей 8 СП 34-116-97, отдельные участки отнесены ко II категории: переходы через болото II типа; участок трубопровода, проложенный через пойму водной преграды (р. Белая) по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности; участки протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10 % обеспеченности, участки на пересечениях с существующими коммуникациями в пределах 20 м по обе стороны пересекаемой коммуникации, участки на пересечениях с линиями электропередачи, длиной по 1000 м в обе стороны от пересечения; переходы через автодороги, включая участки по 25 м от подошвы насыпи; участки с установленной запорной арматурой и примыкающие к ним участки длиной не менее 15 м в каждую сторону от границ монтажного узла; участок подхода к площадке УПН в пределах 250 м от ограждения. Ввиду наличия большого количества участков II категории лупинг нефтегазосборного трубопровода полностью принят II категории. Трубопровод III категории по СП 34-116-97 соответствует категории «Н» (нормальная), подраздел «Н1» по ГОСТ Р 55990-2014, трубопровод II категории по СП 34-116-97 – категории «С» (средняя) по ГОСТ Р 55990-2014.

В соответствие с ГОСТ Р 55990-2014 перечисленные участки проектируемого трубопровода относятся к категории С, при этом, участки, примыкающие к узлам запорной арматуры, имеют протяженность по 250 м.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Транспортируемая продукция скважин куста № 8Б согласно ГОСТ Р 55990-2014 относится к 7 категории.

Категория трубопровода указана на чертежах профилей трассы. Чертежи профилей трассы приведены в графических документах тома настоящей проектной документации.

## 2.2 Сведения о проектной мощности

Значения максимальной проектной производительности трубопровода по участкам приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Значения максимальной проектной производительности нефтегазосборного трубопровода

Наименование трубопровода	Расход жидкости (% обводненности)/ газа м <sup>3</sup> /сут
Лупинг нефтегазосборного трубопровода «кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН»:	
- кустовая площадка № 8Б – УДС	222,25 (30,3) / 100632,4
- УДС – вр. кустовой площадки № 8А	364,76 (30,3) / 2154,54
- вр. кустовой площадки № 8А – гребенка УПН	418,34 (30,3) / 2471,01

## 2.3 Показатели и характеристика трубопроводов и арматуры

При выборе труб для строительства проектируемого промышленного трубопровода учтены: расчет на прочность; технические условия Заказчика; требования, изложенные в РД 39-132-94, СП 34-116-97; требования, изложенные в Положении компании «-----» № П1-01.05 Р-0107, обязательные требования по ударной вязкости для труб и деталей. В обязательных требованиях прописаны минимальные значения ударной вязкости, замеренные на образцах Менаже при температуре минус 60 °С, которые составляют для основного металла труб при толщине стенки до 15 мм включительно – не менее 39,2 Дж/см<sup>2</sup> (4,0 кгс·м/см<sup>2</sup>), для деталей и сварных соединений – 39,2 Дж/см<sup>2</sup> (4,0 кгс·м/см<sup>2</sup>). Трубы (детали), не прошедшие испытания ударной вязкости КСУ при минус 60 °С, к покупке и эксплуатации не допускаются.

За расчетную температуру строительства принимается значение средней температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 для данного района минус 41 °С.

Для строительства проектируемого трубопровода приняты трубы из стали 09Г2С класса прочности К50, прямошовные. Трубы предусматриваются с заводским наружным противокоррозионным покрытием усиленного типа. Антикоррозионное покрытие изоляции соответствует структуре конструкции усиленного типа защитного покрытия № 2 таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98. Общая толщина внешнего покрытия – не менее 2,0 мм. Предусмотрено также внутреннее эпоксидное покрытие труб. Дополнительно с целью предупреждения застывания нефти, выпадения и застывания парафина трубы приняты в теплоизоляционном покрытии толщиной 50 мм (для расчетов принята теплоизоляция из пенополиуретана). Оболочка теплоизоляции для подземных участков труб принята металло-полимерная.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При сварке и укладке труб в траншею не допускается нахождение продольного сварного шва по нижней образующей труб.

Фасонные детали трубопровода также как и трубы, предусматриваются из стали 09Г2С, т.е. механические свойства металла готовых деталей, соответствуют требованиям основного металла труб, антикоррозионная и тепловая изоляция фасонных деталей аналогична изоляции труб. Для защиты сварных швов изнутри на трубах с внутренним покрытием предусмотрены втулки, поставляемые в комплекте с герметизирующим материалом. Все фасонные детали для возможности беспрепятственного монтажа втулок заказаны с патрубками на присоединительных концах.

Для наружной защиты зоны сварных швов соединений теплоизолированных труб и деталей трубопроводов применяются изоляционные комплекты. В комплект входят: скорлупа ППУ; лента термоусаживающаяся; замковая лента; обечайка из оцинкованной стали; винты саморезы.

Надземные участки трубопроводов приняты из таких же труб, как и подземные, с такой же антикоррозионной изоляцией. Теплоизоляция предусмотрена матами минераловатными, покрытие – оцинкованная сталь.

Технические условия (ТУ) на трубы, детали трубопроводов, на антикоррозионную и тепловую изоляция соответствуют реестру, приведенному в Положении компании----- № П1-01.05 Р-0107.

Основные механические свойства металла труб представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Основные механические свойства металла примененных труб

Сталь	Временное сопротивление разрыву, МПа	Предел текучести, МПа	Ударная вязкость для осно-вного металла на продоль-ных образцах КСU при t ис-пытания минус 60 °С, Дж/см <sup>2</sup>
сталь 09Г2С	490	343	не менее 39,2

Условия содержания труб, при которых обеспечивается сохранность наружного и внутреннего заводского покрытия без отслаивания, расслаивания и растрескивания, должны соответствовать условиям, изложенным в ТУ на изоляцию.

Электрохимическую защиту (ЭХЗ) в соответствии с п. 10.2 СП 34-116-97 допускается не применять, если защитные покрытия обеспечивают надежную эксплуатацию трубопроводов в течение всего срока службы, а также если существующие трубопроводы, расположенные рядом, выполнены без ЭХЗ В соответствии с п. 3.7 ГОСТ Р 51164-98 также допускается не применять электрохимическую защиту при обеспечении безопасной эксплуатации трубопроводов и исключения экологического ущерба.

На основании вышеизложенного, электрохимическая защита проектируемого трубопровода не предусмотрена. Расчет срока службы нефтегазосборного трубопровода и обоснование отсутствия защиты их средствами ЭХЗ приведены в приложении Д.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Диаметр трубопровода принят на основании гидравлического расчета, см. приложение А. Гидравлический расчет согласован Заказчиком, см. письмо ----- № 61-2-1899 от 05.11.2015 г.

Толщина стенки труб подтверждена расчетами на прочность, см. приложение Б.

Согласно расчету на прочность и устойчивость (приложение В), глубина заложения нефтегазосборного трубопровода от поверхности земли до верхней образующей трубы в зависимости от изменения температуры продукта меняется от 0,8 до 2,1 м.

В соответствие с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при поставке труб, арматуры, оборудования организациями-поставщиками, наравне с технической документацией, должны быть представлены сертификаты соответствия требованиям промышленной безопасности и требованиям нормативных документов по стандартизации; разрешения на применение.

#### Наружные установки трубопровода

На проектируемом лупинге нефтегазосборного трубопровода предусмотрена установка узлов запорной арматуры:

- в начале трассы на территории кустовой площадки № 8Б (отключающая задвижка);
- на ПК 2+97,92 трассы в месте подключения установки дополнительной сепарации (УДС);
- на обоих берегах перехода через р. Белая, ПК 12+72,61 и ПК 19+02,98. Арматура установлена выше отметки ГВВ 10 % обеспеченности;
- на ПК 28+84,64 трассы в месте подключения куста № 8А;
- в конце трассы на расстоянии не менее 300 м от ограждения УПН, ПК 72+24,10 (отключающая задвижка с электроприводом).

Согласно СП 34-116-97 задвижка, установленная на расстоянии 300 м от ограждения УПН, выполнена с электроприводом, имеет дистанционное и автоматическое управление.

Места расположения запорной арматуры обозначены на схеме.

Характеристика и количество запорной арматуры, принятой в проектной документации для установки на проектируемом трубопроводе, приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Перечень арматуры, установленной на проектируемом трубопроводе

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



Наименование	Количество, шт.
1	2
1 Задвижка ЗК 150*40-р1-Ф-ХЛ1-нж/13ХФА*8-К52/Р стальная клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая, с ручным управлением DN 150 мм, PN 4,0 МПа	8
2 Задвижка ЗК 150*40-р1-Ф-ХЛ1-нж/13ХФА*8-К52/Р стальная клиновая с выдвижным шпинделем, фланцевая, с электроприводом во взрывозащищенном исполнении DN 150 мм, PN 4,0 МПа	1

Задвижки установлены надземно, теплоизолированы матами минераловатными.

Арматура выбрана из условия максимального рабочего давления, которое может возникнуть в системе транспорта рабочего продукта. Герметичность затворов запорной арматуры соответствует классу «А» ГОСТ Р 54808-2011. По данным заводов-изготовителей срок службы задвижек при скорости коррозии 0,1 мм/год составляет не менее 15 лет.

Установка арматуры предусмотрена на строительных опорах. Узлы задвижек №№ 1-4 расположены на болоте, поэтому площадки обслуживания и тропинки от автодороги выполнены из металлических настилов. Узел № 5 расположен на суходоле, на площадке, отсыпанной минеральным грунтом. Узлы выполнены в металлических ограждениях, высота ограждений – не менее 2,2 м. Имеются калитки, закрывающиеся на замки. На ограждениях с внешней стороны предусмотрена установка знаков «Стоп! Запретная зона. Проход запрещен», «Схема узла».

На всех узлах арматуры предусмотрен контроль давления показывающими манометрами, которые устанавливаются с каждой стороны задвижек.

Принципиальные технологические решения по узлам запорной арматуры на примере конструктивного устройства узлов №№ 1 и 5 приведены в графической части тома.

Вся арматура имеет молниезащиту и заземление, см. п. 2.6. «Молниезащита и заземление арматуры и трубопроводов».

Арматуру покрывают тепловой изоляцией – матами минераловатными, толщина слоя 60 мм в конструкции, покрытие – оцинкованная сталь.

#### **2.4 Количество и типы оборудования, в том числе грузоподъемного, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства**

Сведения о количестве и типах оборудования, транспортных средств и механизмов, используемых в процессе строительства трубопроводов, приведены в томе 6

#### **2.5 Мероприятия по энергосбережению**

Экономия электроэнергии достигается следующими мероприятиями:

- применением в проектной документации экономичных светильников с лампами с повышенной светоотдачей и малым потреблением электроэнергии;
- оптимальным выбором сечений питающих линий;

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- оптимальным выбором трасс кабельных линий;
- организацией технического учета электроэнергии.

В проектируемых КТП-6/0,4 кВ и НКУ-0,4 кВ технический учет электроэнергии выполнен установкой на вводных панелях электронных счетчиков активной энергии. Класс точности счетчиков технического учета – 0,5. Класс точности трансформаторов тока для подключения счетчиков технического учета – 0,5.

Счетчики приняты с интерфейсом последовательной связи, что позволяет интегрировать их в автоматизированную систему учета электрической энергии.

Информация по электроснабжению, освещению наружных установок приведена в томе 5.1.1 4007-П-000.000.000-ИОС1-01.

## **2.6 Молниезащита, заземление арматуры и трубопровода**

Молниезащита проектируемых наружных установок выполнена согласно СО 153-34.21.122-2003. Наружные установки по устройству молниезащиты относятся к специальным объектам. Надежность защиты от прямых ударов молнии – 0,9.

Для защиты от вторичных проявлений молнии, а также для защиты от статического электричества выполнено присоединение корпусов задвижек (толщина стенки более 4 мм) к заземляющему устройству.

В качестве заземляющего устройства используются вертикальные электроды (сталь оцинкованная диаметром 16 мм, длиной 5000 мм), соединенные сталью полосовой оцинкованной сечением 4x40 мм.

Для защиты от накопления и проявления зарядов статического электричества на оборудовании и на теле человека предусматривается отвод зарядов путем заземления корпусов оборудования и коммуникаций, а также обеспечения постоянного электрического контакта нефтесодержащих продуктов и тела человека с заземлением.

Заземляющее устройство для защиты от опасных проявлений зарядов статического электричества объединено с устройством молниезащиты.

Фланцевые соединения трубопровода имеют достаточное для отвода зарядов статического электричества сопротивление и не требуют дополнительных мер по созданию непрерывной электрической цепи, например, установки дополнительных перемычек. При этом, запрещается применение шайб из диэлектрических материалов и шайб, окрашенных неэлектропроводными красками.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

## 2.7 Численность и профессионально-квалификационный состав персонала

На предприятии действует вахтовый метод работы с организацией работ в непрерывном режиме. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников. Основные положения этого метода: продолжительность вахты, режимы труда и отдыха, гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом, регламентированы главой 47 Трудового Кодекса РФ. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность рабочей смены не должна превышать 12 часов. При ведении комплекса строительных работ регламентированные перерывы продолжительностью 20-30 минут устраиваются через 1-2 часа после начала смены и через 2 часа после обеденного перерыва продолжительностью 40 минут, продолжительность обеденного перерыва должна составлять не менее 1 часа. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от пункта сбора до места выполнения работ и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Общее количество часов за отработанную вахту не должно превышать требований Трудового кодекса ст. 104, ст.108, гл.47. Продолжительность рабочего времени за учетный период не должно превышать нормального числа рабочих часов из расчета 40 часов в неделю. Режим труда и отдыха принят 15х15 дней, продолжительность рабочей смены 12 часов, через каждые 6 рабочих дней на вахте работающим должен предоставляться вахтовый выходной день, поэтому по окончании вахты к между вахтовому отдыху должно присоединиться 4 дня отдыха. В случае переработки рабочими следует руководствоваться требованиями Трудового Кодекса ст. 301.

Годовой режим работы и отдыха обеспечивается выполнением суточных и месячных режимов, а также представлением работникам отпуска установленной законом продолжительности. Статьей 302 Трудового Кодекса РФ предусмотрены гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.

Проектируемый объект находится в районе, приравненном к району Крайнего Севера, в связи с этим, для женщин устанавливается 36-часовая рабочая неделя.

Два раза в месяц организовывается доставка персонала из г. Стрежевой, авиатранспортом или по существующей автодороге.

Обслуживание промысловых трубопроводов проводится в дневную смену. Постоянных рабочих мест на проектируемых линейных объектах нет. Обход трасс в нормальном режиме эксплуатации производит бригада линейных трубопроводчиков в составе не менее двух человек. После ввода в эксплуатацию проектируемого трубопровода Вахского месторождения его будет обслуживать по установленным графикам существующий персонал цеха текущего обслуживания, ремонта трубопроводов и ликвидации последствий аварий № 4 (ЦТОРТИЛПА-4) управления эксплуатации трубопроводов (УЭТ) ОАО «Томскнефть» ВНК. Ввод новых штатных единиц не требуется, так как строительство трубопроводов не предполагает расширение численности и состава ЦТОРТИЛПА-4.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Графики обслуживания составляются, исходя из того, чтобы каждый участок трубопровода был осмотрен не реже одного раза в две недели. Доставка персонала на трассы трубопроводов будет осуществляться служебным автотранспортом. В наличии у персонала должны быть необходимые рабочие инструменты (допустимые для применения в газоопасных зонах), переносной газоанализатор, для связи – переносной радиотелефон.

В состав ЦТОРТИЛПА-4 входит и административно-управленческий персонал из инженерно-технических работников (начальник цеха, заместитель начальника цеха, ведущий технолог, механик, мастера) – также работает в одну смену. Административно-управленческий персонал отвечает за безопасную эксплуатацию и техническое обслуживание трубопроводов.

Руководящий состав ----- ВНК осуществляет общее руководство деятельностью предприятия, направленное на выполнение планов по добыче нефти, координирует взаимодействие всех звеньев производственного процесса, решает вопросы социально-бытового характера, несет ответственность за финансовую деятельность предприятия, определяет планы дальнейшего развития производства.

Для ликвидации возможных аварийных разливов нефти и других аварий на объектах в ----- создано нештатное аварийно-спасательное формирование (НАСФ). НАСФ представляет собой самостоятельную структуру, созданную на нештатной основе, оснащенную специальной техникой, оборудованием, снаряжением, инструментами и материалами, подготовленную для проведения аварийно-спасательных и других неотложных работ в очагах поражения и зонах чрезвычайных ситуаций.

На ----- месторождении функции по ликвидации аварий на промысловых трубопроводах возложены на персонал звена № 9 НАСФ (входит в состав бригады ЛАП ЦТОРТИЛПА-4). Дежурство персонала звена – круглосуточное. Местом дислокации персонала НАСФ является помещение цеха ЦТОРТИЛПА-4 на территории вахтового поселка.

В таблице 2.5 перечислен персонал бригад ЦТОРТИЛПА-4, задействованный в обслуживании проектируемого промыслового трубопровода, после пуска его в эксплуатацию.

Таблица 2.5 – Персонал бригад ЦТОРТИЛПА-4, задействованный в обслуживании проектируемого трубопровода после пуска его в эксплуатацию

Структурное звено	Профессия	Минимальная численность чел/ на смену	Минимальная численность чел/ на вахту
1	2	3	4
<i>Лугинецкий регион</i>			
Начальник цеха		1	1
Зам. начальника цеха		1	1
Ведущий технолог		1	1
Технолог I категории		1	1
Механик		1	1
Бригада по комплексному обслуживанию трубопроводов и ремонту НПО (нефтепромыслового оборудования)	Мастер	1	1
	Трубопроводчик линейный	2	2
	Слесарь-ремонтник	1	1
Бригада по ликвидации ава-	Мастер (командир звена)	1	2

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

рий и их последствий (звено № 9 НАСФ)	Электрогазосварщик	1	2
	Слесарь-ремонтник	2	4
Итого:		13	17

Для защиты персонала от вредных факторов производственной среды, от механических повреждений служит спецодежда, спецобувь, средства защиты рук, противогазы и др. Спецодежда должна быть гигиеничной, способствовать хорошей терморегуляции организма; удобной для надевания, носки и работы в ней, надежной в эксплуатации, должна быть изготовлена из специальных термостойких тканей с маслостойкой пропиткой.

Спецобувь должна обеспечивать защиту ног от травм, от нефтепродуктов, от низких температур, перегревания и ожогов, пылящих и загрязняющих веществ.

К средствам защиты рук относятся рукавицы, перчатки, полуперчатки.

К специальным средствам защиты кожи относятся защитные пасты, мази и кремы.

Для защиты глаз персонал должен применять защитные очки, щитки, маски.

Для защиты от повреждений головы должны применяться каски.

К ведению огневых работ сварщики допускаются в термостойких костюмах, защищающих от искр, брызг расплавленного металла и окалины.

Не разрешается приступать к работе в спецодежде, не соответствующей размеру и росту рабочего, с незастегнутыми полами куртки и т.п, в неисправной, загрязненной спецодежде и спецобуви.

При температуре воздуха минус 40 °С и ниже должна быть обеспечена защита органов дыхания и лица.

Спецодежда для теплого и холодного периода года, средства индивидуальной защиты (СИЗ) выдаются работникам согласно стандарту № ПЗ-05 С-0100 ЮЛ-098 ОАО «Томск-нефть» ВНК «Порядок обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты. Организация стирки (химической чистки) спецодежды». Спецодежда, спецобувь, противогазы и другие СИЗ должны быть сертифицированы. Хранение СИЗ предусмотрено в специально отведенном месте – на аварийном складе в помещении цеха ЦТОРТиЛПА-4. Приобретение СИЗ производится за счет средств предприятия.

Спецодежда должна отвечать требованиям промышленной безопасности и производственной санитарии, быть максимально удобной и современной, должна быть изготовлена из антистатических материалов.

На предприятии имеются в необходимом количестве дежурные противогазы, диэлектрические перчатки, резиновые коврики и медицинские аптечки.

Персонал, обслуживающий промысловые трубопроводы ----- нефтяного месторождения, базируется в помещении ЦТОРТиЛПА-4 на территории вахтового поселка. Межсменный отдых персонала предусматривается в вахтовом поселке. Здесь имеются все необходимые санитарно-бытовые помещения, обеспечивающие условия для рабочих и

					<i>Характеристика линейного объекта</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

служащих в соответствии с требованиями СНиП 2.09.04-87\* (группы производственных процессов 2г): гардеробно-душевые; сушильные спецодежды; умывальные и санитарные узлы.

В вахтовом поселке имеются общежития, столовая, медпункт, баня.

Снабжение питьевой водой выездных бригад для обслуживания трубопроводов месторождения осуществляется в соответствии с инструкцией ----- «Порядок выдачи бутилированной питьевой воды работникам Общества» № ПЗ-09 И-001 ЮЛ-098. Норма расхода питьевой воды составляет 2 литра в смену на человека.

Качество питьевой воды должно соответствовать требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01, СанПиН 2.1.4.1116-02. Источником хозяйственно-питьевого водоснабжения вахтового поселка являются существующие водозаборные очистные сооружения.

Для работающих на месторождении характерно потенциальное действие различных вредных факторов производственной среды, неблагоприятные метеорологические условия.

Для обеспечения безопасных условий труда в ОАО «Томскнефть» ВНК проводится процедура аттестации рабочих мест по условиям труда.

По итогам аттестации составляется карта аттестации условий труда для каждого рабочего места, в которой определяются фактические значения вредных и опасных производственных факторов, выдается оценка фактического состояния условий труда и присваивается класс по условиям труда, указываются льготы и компенсации за работу во вредных условиях труда.

Группа производственных процессов по санитарной характеристике соответствует группе 2г СНиП 2.09.04-87\*.

Законодательством РФ предусмотрено право работника на льготы и компенсации за работу в неблагоприятных условиях труда.

Учитывая климатические условия (район Крайнего Севера), вредные условия труда для работников устанавливается льготный пенсионный возраст и дополнительные отпуска.

Право на льготную трудовую пенсию предоставляется мужчинам по достижении возраста 55 лет и женщинам по достижении возраста 50 лет, если они проработали в районах Крайнего Севера (и приравненных к Крайнему Северу), не менее 20 календарных лет и имеют страховой стаж соответственно не менее 25 и 20 лет.

Лицам, работающим в районе, приравненном к Крайнему Северу, ежегодно предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 16 календарных дней.

Работодатель обязан обеспечить обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

#### Оценка микроклимата

Согласно приложению 13 Р 2.2.2006-05 проектируемый район относится к климатическому региону – Ib (IV). При работах на открытых территориях в холодный период года класс условий труда оценивается как вредный.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В соответствие со статьей 109 Трудового кодекса РФ и в соответствии с Постановлением Администрации Томской области от 11.02.2011 г. № 29а «О работе на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях в холодное время года», для работающих на открытом воздухе и в закрытых необогреваемых помещениях предусмотрены регламентированные перерывы для обогрева. Продолжительность регламентированных перерывов устанавливается согласно МР 2.2.7.2129-06 в зависимости от температуры воздуха и скорости ветра согласно климатическому региону.

В соответствие с МР 2.2.7.2129-06 в климатическом регионе 1б (IV) при среднегодовой скорости ветра (по зимним месяцам) 2 м/с и температуре воздуха минус 40 °С за 4-часовой период рабочей смены (работа категории IIб) продолжительность непрерывного пребывания на холоде должна быть не более 75 минут, число 10-минутных перерывов для обогрева – не менее 2. При температуре воздуха минус 45 °С приведенные параметры равны соответственно 62 минутам и трем 10-минутным перерывам.

Согласно Р 2.2.2006-05 таблицы 8 и 9 класс условий труда по микроклимату по степени вредности относится к 1 степени 3 класса (3.1).

#### Оценка химического фактора

По ГОСТ 12.1.005-88 нефть относится к III классу опасности (по аэрозолю), предельно-допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м<sup>3</sup>. Углеводородные газы и пары нефти относятся к IV классу опасности, ПДК – 300 мг/м<sup>3</sup>. Вода не является опасным веществом.

Система транспорта сырой нефти является полностью герметизированной, в регламентном режиме работы трубопроводов какие-либо отходы отсутствуют. Выбросы транспортируемого продукта возможны только в аварийных ситуациях. В этом случае допуск персонала к проведению ремонтных работ возможен, если содержание паров нефти и газа в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций по санитарным нормам. В пересчете на углерод ПДК C<sub>1</sub>-C<sub>10</sub> равна 300 мг/м<sup>3</sup>.

Охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на предотвращение утечек нефти и газа. Мероприятия по повышению эксплуатационной надежности трубопроводов и охране окружающей среды отражены в п. 3.21 «Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)».

Согласно «Рекомендациям по основным вопросам воздухоохранной деятельности (нормирование выбросов, установление нормативов ПДВ, контроль за соблюдением нормативов выбросов, выдача разрешений на выброс)» – величины ПДВ подлежат обязательному контролю при эксплуатации объекта.

В зависимости от содержания в воздухе рабочей зоны вредных веществ производство относится ко 2 классу условий труда (допустимый).

#### Акустика и вибрация

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Источники шума и вибрации на промышленных трубопроводах отсутствуют.

#### Световая среда

Оценка параметров световой среды не проводилась, т.к. обход и обслуживание трасс трубопроводов проводится в светлое время суток.

#### Тяжесть и напряженность трудового процесса

По тяжести при перемещении в пространстве, обусловленном технологическим процессом (до 10 км) – 2 класс условий труда (допустимый), по напряженности трудового процесса по фактической продолжительности рабочего дня – 2 класс условий труда (допустимый); по сменности работы и наличию регламентированных перерывов – 1 класс условий труда (оптимальный).

#### Электромагнитные излучения

Источниками электромагнитных полей для персонала объекта являются:

- электротехническое оборудование для линейных трубопроводчиков;
- персональные компьютеры для управленческого персонала.

Воздействие неионизирующих электромагнитных полей и излучений, их допустимых значений, определенных по СанПиН 2.2.4.1191-03, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, ГОСТ 12.1.006-84, приведено в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Воздействие неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал

Фактор	Ед. измерения	Значение	
		Расчетное	Допустимое
1 Электростатическое поле ЭВМ	кВ/м	17,3	20,0
2 Индукция магнитного поля ЭВМ	Тл	$5 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-3}$
3 Электромагнитное поле частотой 50Гц, создаваемое ЭВМ	В/м	до 500	500

Мощность экспозиционной дозы мягкого рентгеновского излучения в любой точке на расстоянии 0,05 м от экрана компьютера при любых положениях регулировочных устройств не превышает допустимых значений – 1 мкЗв/ч (100 мкР/ч).

Напряжённость и плотность электромагнитного поля отвечает требованиям таблицы 3 приложения 1 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Значения показателей концентраций аэроионов соответствует требованиям п. 2.4 СанПиН 2.2.4.1294-03.

Таким образом, условия труда при действии неионизирующих электромагнитных полей и излучений на персонал относятся ко второму (допустимому) классу, согласно п. 5.7 Р 2.2.2006-05.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



### Общая оценка условий труда

Согласно Р 2.2.2006-05 условия труда на рабочих местах проектируемого объекта (принимаются по худшему показателю) отвечают гигиеническим требованиям и относятся к классу 3.1 (вредному 1 степени).

#### **2.8 Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации**

В таблице 2.7 приведены свойства опасного вещества – сырой нефти и попутного нефтяного газа, транспортируемых по нефтегазосборному трубопроводу, характеристика, степень опасности при воздействии на организм человека.

Таблица 2.7 – Свойства веществ, обращающихся в нефтегазосборном трубопроводе, характер их воздействия на организм человека

Вещество	Характер воздействия на организм человека	ПДК р.з., мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности по ГОСТ 12.1.005-88*	Санитарная характеристика производства по СНиП 2.09.04-87*
1	2	3	4	5
1 Нефть	Общетоксичный, сенсibilизирующий	10 (по аэрозолю)	III	2г, 1б
2 Нефтяной газ, пары нефти	Газ, попадая в организм, оказывает физиологическое действие. Общий характер действия напоминает опьянение	300	IV	2г
3 Одорант (этилмеркаптан) <sup>1)</sup>	Влияет на центральную нервную систему, обладает наркотическим действием, характеризуется мышечной скованностью при попадании на кожу, глаза, верхние дыхательные пути вызывает раздражение	1	II	2г, 3а

<sup>1)</sup> Применяется только при проведении пневматических испытаний трубопровода

В соответствие с приложением № 1 Федерального закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (№ 116-ФЗ) проектируемый нефтегазосборный трубопровод является опасными производственными объектами, т.к. по нему транспортируются горючие вещества (жидкость, способная возгораться от источника зажигания и самостоятельно гореть после его удаления).

После ввода ОПО в эксплуатацию, он подлежит обязательной регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов. Функция регистрации ОПО в государственном реестре возложена на Федеральную службу по экологическому, технологическому и атомному надзору, согласно Постановлению Правительства РФ № 1371 от

*Характеристика линейного объекта*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

24.11.1998 г. «О регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов».

Проектируемый объект связан единым технологическим процессом с действующими ОПО Вахского нефтяного месторождения:

- пункт подготовки и сбора нефти (УПН ----- нефтяного месторождения). Регистрационный номер в Государственном реестре ОПО – А62-00884-0093; класс опасности – II; регистрационный номер заключений ЭЛБ в Ростехнадзоре – № 11-ДБ-1771-2007; регистрационный номер декларации в Ростехнадзоре – № 07-07(00).0269-11-МТ);
- системой промысловых (межпромысловых) трубопроводов Вахского нефтяного месторождения (регистрационный номер А62-00884-0049, класс опасности – III);
- фондом скважин -----о нефтяного месторождения (регистрационный номер А62-00884-0094, класс опасности – III).

К работникам, для обеспечения требований охраны труда и промышленной безопасности (ОТ и ПБ) при работе на промысловых трубопроводах, предъявляются следующие требования:

- знать технологическую схему работы трубопроводов (включая места подключения к объектам промысла), назначение арматуры и контрольно-измерительных приборов;
- проводить работы в соответствии с технологическим регламентом;
- знать свойства рабочего продукта и характер ее воздействия на организм человека;
- применять инструменты из материала, не дающего искр; как исключение допускается использование стальных инструментов, рабочие поверхности которых густо смазаны солидолом или другой консистентной смазкой;
- использовать шланговые противогазы, специальную, одежду и обувь при работе в загазованной зоне;
- содержать закрепленный за работником противогаз в исправности и уметь пользоваться им.

Основными решениями, позволяющими исключить контакт обслуживающего персонала с вредными веществами, являются:

- герметичная схема транспорта продукции;
- контроль технологических процессов по показаниям приборов КИПиА.

В процессе эксплуатации для обеспечения безопасности, сохранности здоровья и работоспособности персонала должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- контроль состояния воздушной среды на наличие паров нефти при обходе трассы трубопроводов, при производстве ремонтных и аварийно-восстановительных работ; допуск персонала к проведению газоопасных работ возможен, если содержание паров нефти в воздухе зоны производства работ не выше предельно-допустимых концентраций по санитарным нормам. В пересчете на углерод ПДК C<sub>1</sub>-C<sub>10</sub> равна 300 мг/м<sup>3</sup>;

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

- разрешение курения только в пределах специально отведенных мест, назначаемых распорядительными документами по организации;
- обеспечение персонала СИЗ (согласно Трудовому Кодексу РФ);
- проведение предварительных и периодических медицинских осмотров работников, согласно ст. 212, 213 Трудового Кодекса Российской Федерации;
- получение разрешения перед началом производства огневых работ. Допуск персонала к проведению работ возможен, если содержание паров и газов в воздухе зоны производства работ не выше ПДК по санитарным нормам;
- выделение средств и необходимых материалов для выполнения мероприятий по охране труда на предприятии, которые не должны расходоваться на другие цели.

К руководству работами на объекте допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие аттестацию в области ПБ.

К работе допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие профессионально-техническое образование, квалификационные разряды. Перед допуском к работе персонал должен пройти инструктаж, проверку знаний в области ОТ и ПБ, пожарной безопасности, пройти медицинскую комиссию и не иметь противопоказаний по состоянию здоровья.

Рабочие основных профессий допускаются к работе при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Организация и порядок обучения, проведение инструктажей, проверка знаний и допуск работников к самостоятельной работе должны соответствовать требованиям Трудового кодекса РФ.

Все работники предприятия подлежат обучению ОТ и ПБ, проверке знаний требований ОТ и ПБ.

Периодичность обучения и проверка знаний по ОТ у руководителей и специалистов устанавливается не реже одного раза в три года, по ПБ – не реже одного раза в пять лет. Обучение и проверка знаний у рабочих должна проводиться ежегодно. Первичная аттестация проводится не позднее одного месяца с момента поступления на работу.

Руководитель структурного подразделения должен организовать в обязательном порядке обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в течение месяца после приема на работу всех поступающих на работу лиц, а также лиц, переводимых на другую работу.

Допуск работников к самостоятельной работе осуществляется после прохождения вводного и первичного инструктажей, стажировки на рабочем месте, проверки знаний работником правил по охране труда. Срок стажировки составляет не менее двух недель.

Вводный инструктаж проводит инженер по охране труда.

Проведение инструктажей на рабочем месте, ознакомление рабочих с информационными письмами, сообщениями о несчастных случаях и приказами по вопросам охраны труда оформляется в «Журнале регистрации инструктажа на рабочем месте».

Повторный инструктаж проходят не реже одного раза в полугодие по программам первичного инструктажа на рабочем месте.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Внеплановый инструктаж проводится в случаях, предусмотренных Постановлением Минтруда России № 1/29 от 13.01.2003.

Целевой инструктаж проходят при выполнении разовых работ, при ликвидации последствий аварий, стихийных бедствий и работ, на которые оформляется наряд-допуск, разрешение или другие специальные документы.

Аттестация в области ОТ и ПБ включает в себя комплексную оценку знаний работниками опасного производственного объекта, требований ПБ, относящихся к их основной деятельности.

Весь персонал в обязательном порядке проходит специальную подготовку по пожарной безопасности.

Вводный инструктаж по пожарной безопасности проводится со всеми вновь принимаемыми работниками независимо от их образования.

Пожарно-технический минимум и инструктаж по пожарной безопасности могут совмещаться с обучением и проверкой знаний в области ОТ и ПБ.

При эксплуатации должен быть обеспечен постоянный контроль технического состояния и своевременное обслуживание трубопроводов.

**Требования безопасности при проведении испытаний трубопроводов на прочность и герметичность**

При проведении гидравлических и пневматических испытаний участков трубопроводов, а также при продувке в соответствии с требованиями РД 39-132-94 устанавливают зоны безопасности, представленные в таблицах 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8 – Зоны безопасности при очистке и испытании трубопровода воздухом

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

Таблица 2.9 – Зоны безопасности при гидравлических испытаниях участков трубопровода

Условный диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны при давлении испытания в обе стороны от оси трубопровода, м	Радиус опасной зоны при испытании в направлении возможного отрыва заглушки от торца трубопровода, м
при давлении испытания 8,25 МПа		
100-300	75	600
при давлении испытания свыше 8,25 МПа		
100-300	100	900

Запрещается проведение испытаний трубопроводов в ночное время. До начала испытания трубопровода (участков трубопровода) необходимо снять напряжение с воздушных линий электропередачи, находящихся в опасной зоне.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

При испытании трубопроводов, согласно РД 39-132-94, для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1,0 и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне опасных зон.

При проведении работ по пневматическому испытанию трубопровода используется одорант, поэтому должны соблюдаться дополнительные требования ОТ и ПБ при производстве работ с одорантом.

Правила безопасности при проведении операций с применением одоранта

Одорант (этилмеркаптан) применяется при проведении пневматических испытаний трубопровода на прочность и герметичность (рассмотрено в п. 3.8). Все работы с одорантом необходимо проводить в строгом соответствии с «Инструкцией по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта».

К работам по использованию одоранта допускаются лица не моложе 18 лет, годные по состоянию здоровья, прошедшие обучение и проверку знаний по утвержденной главным инженером предприятия программе, дополнительно включающей вопросы ОТ и пожарной безопасности при работе с одорантом. Работники должны знать свойства одоранта, требования ОТ и ПБ, пожарной безопасности и промышленной санитарии при работе с одорантом в объеме, предусмотренном «Инструкцией по технике безопасности при производстве, хранении, транспортировании (перевозке) и использовании одоранта», правила использования средств защиты работающих, первичные признаки отравления одорантом и приемы оказания доврачебной помощи пострадавшим. Работы необходимо выполнять с применением промышленных фильтрующих противогазов (с коробкой БКФ, А), резиновых сапог, резиновых рукавиц и прорезиненных фартуков. Работы с одорантом являются газоопасными. Запрещается использование фильтрующего противогаза для выполнения аварийных работ при наличии одоранта в воздухе рабочей зоны выше ПДК. Работа в таких условиях должна выполняться персоналом с применением изолирующих противогазов и дыхательных аппаратов.

При аварийном разливе одорант должен быть немедленно нейтрализован бытовым отбеливающим раствором или водным раствором перманганата калия и смыт обильной струей воды; в случае разлива большого количества одоранта он должен быть нейтрализован 10 % водным раствором хлорной извести, затем удален в закрытую систему утилизации. Запрещается сыпать на пролитый одорант сухой порошок хлорной извести – это может вызвать возгорание.

Контроль воздуха рабочей зоны на содержание одоранта следует производить перед началом и в процессе работы через каждые 2 часа.

**2.9 Обоснование принятых решений по автоматизации**

Проектируемый промысловый трубопровод являются частью общего технологического процесса транспортирования добываемой продукции скважин кустов № 8Б и № 8А на УПН ----- нефтяного месторождения. Система автоматизации оборудования этих объектов позволяет осуществлять управление и контроль всех предусмотренных

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

процессов, тем самым предотвращая нарушение устойчивости и качества работы всей системы.

Задвижка, установленная на расстоянии 300 м от УПН, выполнена с электроприводом, имеет дистанционное и автоматическое управление. Остальная арматура выполнена с ручным управлением. На узлах задвижек предусмотрены приборы измерения давления по месту (до и после задвижек).

Вопросы автоматизации проектируемых промышленных трубопроводов рассмотрены в томе .

## 2.10 Организация ремонтного хозяйства

В ----- ремонтные работы на промышленных трубопроводах (замена аварийных участков, устранение отказов) проводятся силами и средствами бригад ЦТОРТИЛПА управления эксплуатации трубопроводов. Ремонтные работы на проектируемых промышленных трубопроводах Вахского нефтяного месторождения осуществляет персонал ЦТОРТИЛПА-4. Другие структуры -----и сторонние организации для проведения текущего ремонта не привлекаются.

Капитальный ремонт трубопроводов осуществляют специализированные предприятия в рамках утвержденных программ реконструкции и капитального ремонта.

Техническая оснащенность ремонтного хозяйства ЦТОРТИЛПА-4 УЭТ приведена в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Техническая оснащенность ремонтного хозяйства ЦТОРТИЛПА-4

Техника и оборудование		Количество, ед.
1		2
Автомобильная и спецтехника		
1	Формост Хаски-8	1
2	Экскаватор ЕК 270LC	1
3	Урал 4320 - АКН-10	1
4	Бульдозер Б-170М-1-01Д1	1
5	Татра	1
6	КамАЗ - УДС	1
Оборудование		
7	Нефтесборщик "Lamor Minimax-10	1
8	Агрегат сварочный "Mosa"	1
9	Агрегат сварочный "Ranger"	1
10	Мотопомпа "Robin"	1
11	Дизельная электростанция EL 7.5T/S - 7.5кВт	1
12	Установка хол. врезки в трубопроводы УХВ-150	1
13	Труборез с эл. приводом для безогневой резки труб МРТ 219-820 "Волжанка"	2
14	Установка для сжигания НСО "Факел"	1

*Характеристика линейного объекта*

15	Боны заградительные	350 м
16	Резервуар разборный РР	3

В таблице 2.10 перечислено основное оборудование и техника. Перед началом ремонтных или аварийно-восстановительных работ рабочим предоставляются и другие необходимые инструменты, вспомогательное оборудование (переносные сигнальные знаки, лопаты, грабли, ведра, слесарный инструмент), средства связи (переносные радиостанции), переносные газоанализаторы, медицинские средства (носилки санитарные складные, аптечка, шины) и др.

Предусмотрен аварийный запас труб, арматуры и других материалов на проектируемый объект, входящий в общий аварийный запас оборудования, труб, арматуры, материалов ----- . Аварийный запас закладывается из расчета:

- труб – не менее 0,3 % от протяженности трубопровода;
- соединительных деталей труб – по одной штуке установленных деталей на каждый диаметр.

Материал и толщина стенки труб (деталей) аварийного запаса соответствуют заложенным в проекте трубам (деталям).

Обеспечение материалами осуществляется по специальным заявкам цеха материально-технического обеспечения и комплектации оборудованием. Аварийный запас для промысловых трубопроводов Вахского нефтяного месторождения хранится на складе. Могут быть задействованы и другие склады ----- решается руководством ОАО «Томск-нефть» ВНК по мере необходимости в обеспечении.

Техническое оснащение бригады ЛАП устанавливается РД 39-0147103-376-86. Хранение запасов материалов для технического оснащения бригады ЛАП предусмотрено на базе производственного обслуживания цеха ЦТОРТиЛПА-4 Лугинецкого региона.

При производстве работ в охранной зоне существующих коммуникаций необходимо оформить письменное разрешение на право производства земляных работ в охранной зоне, которое выдается организацией, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций.

Сведения о проведенных ремонтных работах в пятнадцатидневный срок должны быть внесены в исполнительную техническую документацию и паспорт трубопровода.

### **2.11 Обоснование технических решений по строительству в сложных инженерно-геологических условиях**

К неблагоприятным инженерно-геологическим процессам на территории строительства относятся: морозное пучение грунтов, болота, подтапливание территории.

Морозное пучение грунтов. Согласно отчету инженерных изысканий сезонного промерзания торфа составляет 0,6 м, суглинков – 2,05 м, супеси 2,65 м.

Большая часть трассы трубопровода проложена по болоту, ниже глубины промерзания торфа. В конце трассы лупинга в верхней части разреза залегает супесь серая пластичная с линзами суглинка.

					<b>Характеристика линейного объекта</b>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Для определения состояния грунта вокруг трубопровода на участке прокладки лупинга нефтегазосборного трубопровода по суходолу (в конце трассы) выполнен расчет о состоянии грунта вокруг трубопровода (приложение Е). Расчет показал, что в околотрубной зоне будет находиться незамерзший слой грунта, поэтому действие деформационных сил морозного пучения здесь будет отсутствовать.

Заболачивание территории. Большая часть трассы трубопровода проходит по болотам II типа. На болотах, в соответствии с СП 34-116-97, предусмотрена подземная прокладка трубопровода. Строительно-монтажные работы следует производить в общем потоке строительства в зимнее время после промерзания верхнего торфяного покрова. Работы по разработке и засыпке траншеи, укладке трубопровода на болоте II типа предусмотрены с использованием лежневых дорог и сланей. Болото II типа можно использовать как основание для укладки трубопровода. Способы разработки и засыпки траншеи указаны на профилях трассы трубопровода, см. графическую часть тома.

В соответствие с требованиями СП 34-116-97 и СНиП 2.05.06-85\* на переходах через болото, реку проведен расчет на устойчивость положения трубопровода против всплытия (приложение Г). На трубопроводе 159x8 мм не требуется установка балластирующих конструкций. На переходе через реку участок трубопровода заключен в защитный футляр. При прокладке участков трубопроводов в защитном футляре 530x10 мм установлены пригрузы контейнерного типа КТ-300, см. п. 3.37.

Территория строительства является естественно подтопленной, согласно п.5.4.9 СП 22.13330.2012 по степени опасности данного процесса территория классифицируется, как «весьма опасная».

Подробно решения по строительству трубопроводов изложены в томе 6 «Проект организации строительства» (4007-П-000.000.000-ПОС).

## **2.12 Проектные решения, направленные на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов**

В соответствие с СП 132.13330.2011 проектируемый объект по значимости относится к 3 классу – низкая значимость – ущерб в результате возможной реализации террористических угроз приобретет локальный масштаб (максимальный расчетный аварийный выброс нефти при разрыве трубы на полное сечение равен 4,9 т. Расчет приведен в томе 12.1 4007-П-000.000.000-ГОЧС).

Обеспечение защиты сооружений площадки узла запорной арматуры с электроприводными задвижками на напорном нефтепроводе реализуется путем установки комплекса инженерно-технических средств охраны (ИТСО).

Комплекс инженерно-технических средств охраны объектов направлен на:

- своевременное обнаружение и пресечение диверсионных и террористических актов, угрожающих безопасности и функционированию объектов;
- предотвращение несанкционированного доступа к технологическим устройствам и изменения режима работы, посягательств на материальные ценности;
- передачу результатов сигнала тревоги на пункт централизованной охраны;

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



- поддержания требуемого уровня защищенности объекта.

Охранно-пожарная сигнализация предусмотрена в следующих зданиях и наружных установках:

- блок-контейнер НКУ-0,4 кВ (поз. 7 по ГП);
- КТПК 6/0,4 кВ (поз. 8,9 по ГП) – 2 шт.

Проектной документацией предусмотрено оснащение зданий и наружных установок средствами обнаружения (СО) магнитоконтактного принципа действия.

В блок-контейнере НКУ и КТП 6/0,4 кВ предусмотрены следующие охранные извещатели:

- извещатели охранные магнитоконтактные, степень защиты IP не ниже 55;

Охранные извещатели в зданиях монтируются на входных дверях и стенах, согласно паспортной документации и согласно РД 78.145-93.

Прием информации и обработка сигналов охранных извещателей, управление оповещателем производится прибором приемно-контрольным охранным.

Применяемое в проекте оборудование соответствует требованиям ГОСТ Р 52435-2005, ГОСТ Р 52436-2005 и имеет сертификаты соответствия.

Информация о тревоге проникновения с узла №5 ПК ПК 72+24,10 по каналам телемеханики передается в помещение с круглосуточным пребыванием дежурного персонала . Для передачи сигналов в шкаф телемеханики используется блок сигнально-пусковой.

Прибор приемно-контрольный, блок сигнально-пусковой устанавливаются в специальном шкафу (шкафу ОПС), размещаемом в блок-контейнере НКУ. Шкаф ОПС защищен от несанкционированного открывания извещателем охранным магнитоконтактным, степень защиты IP не ниже 55.

Структурная схема системы охранно-пожарной сигнализации приведена в томе ПБ данного проекта.

В соответствии с ТЗ на проектирование периметральная охранный сигнализация, система охранного телевидения и контроля и управления доступом на узлах запорной арматуры не выполняется.

Охрана объектов ----- осуществляется частным охранным предприятием (ЧОП) «РН Охрана Томск». Посты охраны обеспечены спецсредствами в соответствии с требованиями и расположены на въездах на границе участка месторождения. Связь между постами осуществляется по внутренним телефонам и переносным радиостанциям.

Визуальный досмотр наружных установок и непосредственно промысловых трубопроводов проводится регулярно во время планового текущего обслуживания – не реже 1 раза в две недели.

Узлы задвижек выполнены в металлических ограждениях, высотой не менее 2,2 м. Имеются калитки, которые после обслуживания арматуры закрывают на замки.

Согласно РД 39-132-94 и технических условий на проектирование предусмотрена установка аншлагов для узлов запорной арматуры. Оформление аншлагов

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

предусматривается в соответствии с «Книгой фирменного стиля» ОАО «Томскнефть» ВНК; для промысловых трубопроводов устанавливаются охранные зоны для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения повреждений трубопроводов:

- вдоль трасс трубопроводов в виде участков земли, ограниченных условными линиями, находящимися в 50 м от оси трубопровода с каждой стороны;
- при следовании в одном техническом коридоре нескольких трубопроводов – в 50 м от осей крайних трубопроводов;
- вдоль переходов через водные преграды – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси трубопровода на 100 м с каждой стороны.

В охранных зонах предусматриваются плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопроводов или привести к их повреждению. Сторонним организациям без письменного согласия эксплуатирующей организации (ОАО «Томскнефть»), запрещается выполнение каких-либо работ в пределах охранных зон.

На углах поворотов трассы в горизонтальной плоскости, а также через каждый километр, дополнительно через каждые 450 м (согласно техническим условиям Заказчика на проектирование) предусмотрена установка опознавательных знаков в виде столбиков со щитами-указателями, высотой 1,5-2 м от поверхности земли. На щитах-указателях приводится следующая информация: наименование трубопровода, местоположение оси трубопровода, привязка знака по трассе (км и ПК), направление и ширина охранной зоны, телефон и адрес организации, эксплуатирующей данный трубопровод. Опознавательные знаки оформляются совместным актом подразделений эксплуатирующей организации (ОАО «Томскнефть» ВНК) с землепользователями.

По трассе трубопровода предусматриваются знаки безопасности с определенной информацией, предназначенные для привлечения внимания и предупреждения о возможной опасности, предписания и разрешения определенных действий с целью обеспечения безопасности. ГОСТ Р 12.4.026-2001 устанавливает четыре группы знаков безопасности (запрещающий, предупреждающий, предписывающий, указательный), регламентирует назначение и порядок их применения. Места расположения знаков безопасности, их номера и размеры, а также порядок применения поясняющих надписей к знакам безопасности устанавливает руководство предприятия по согласованию с соответствующими органами государственного надзора. Знаки безопасности должны контрастно выделяться на окружающем фоне и находиться в поле зрения людей, для которых они предназначены. Предупредительные знаки, означающие: "Остановка транспорта запрещена" и другие подобного содержания должны применяться для ограждения мест утечки продукта, ремонтируемых участков, мест размыва и т.п. На местах и участках, являющихся временно опасными, следует устанавливать пере-

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

носные знаки безопасности и временные ограждения, окрашенные лакокрасочными материалами сигнальных цветов (в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026-2001).

В ОАО «Томскнефть» ВНК организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объекте. Проводятся дополнительные инструктажи сотрудников подразделений охраны объекта на предмет выявления возможных признаков и пресечения приготовления террористических актов.

Организовано получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам.

При обнаружении признаков постороннего вмешательства в деятельность объекта и в целях противодействия совершению актов диверсии персонал, обслуживающий трубопроводы и другие объекты промысла, обязан незамедлительно сообщать о нарушениях персоналу ближайшего поста охраны, непосредственному руководителю по внутренним телефонам, переносным радиостанциям.

					<i>Характеристика линейного объекта</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### 3 ПРОМЫСЛОВЫЙ ТРУБОПРОВОД

#### 3.1 Описание технологии процесса транспортирования продукта

Схема проектируемых трубопроводов представлена в графической части, см. 4007-П-000.000.000-ИОС7-03-Ч-001.

Лупинг нефтегазосборного трубопровода предназначен для транспортирования сырой нефти и попутного нефтяного газа от площадки скважин куста № 8Б до подключения в существующую задвижку гребенки УПН ----- нефтяного месторождения. Необходимость строительства лупинга существующего нефтегазосборного трубопровода вызвана увеличением добычи продукции скважин и газового фактора по фактическим результатам освоения скважин.

Режим работы промышленного трубопровода непрерывный.

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

Проектная пропускная способность лупинга нефтегазосборного трубопровода «кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН» по участкам приведена в таблице 2.2.

#### 3.3 Характеристика параметров трубопровода

Размерные параметры трубопроводов (протяженности, диаметры – по участкам) представлены в таблице 2.1.

#### 3.4 Обоснование диаметров трубопроводов

Диаметры трубопровода и значения проходного давления определены на основании гидравлического расчета (приложение А). Гидравлический расчет выполнен в соответствии с заданием на проектирование с использованием лицензионного программного обеспечения ----- . Трубопроводы обеспечивают транспорт необходимых объемов рабочего продукта, обусловленных техническим заданием на проектирование. Гидравлический расчет согласован с ----- (письмо № 61-2-1899 от 05.11.2015 г.).

Диаметр проектируемого трубопровода остается неизменными на всем протяжении.

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

За рабочее (нормативное) давление принимается наибольшее давление, которое может быть в трубопроводе, определяемое на основании характеристик источника давления и условий эксплуатации.

Регламентный режим транспортирования сырой нефти и попутного нефтяного газа проводится при давлении, определенном гидравлическим расчетом трубопровода (приложение А) по проектным объемам транспортировки рабочего продукта. Максимально допустимое давление в нефтегазосборном трубопроводе определено ТЗ на проектирование

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

и равно

4,0 МПа. Это давление принято для проведения прочностных расчетов.

### Проходное давление

Под проходным давлением понимается избыточное давление в определенной точке системы транспорта рабочего продукта, соответствующее заданному режиму движения. Значения давлений уточняются после вывода системы на установившийся режим и фиксируются в регламенте работы трубопровода.

Проходное давление в различных точках трубопровода при нормальной эксплуатации не должно выходить за пределы изменений, установленных в регламенте. Если значение проходного давления выходит за пределы изменений, то это свидетельствует о неполадках в работе системы. Во всех случаях при изменении давления в трубопроводе обслуживающий персонал должен немедленно доложить об этом непосредственному руководителю, оператору УПН Вахского нефтяного месторождения, выяснить причину этих изменений.

Значения проходного давления по трассе трубопровода приведены в таблице 3.1 (взято из гидравлического расчета, приложение А).

Таблица 3.1 – Значения проходного давления по трассе проектируемого лупинга нефтегазосборного трубопровода

Наименование участка трубопровода	Давление (изб.) МПа
Лупинг нефтегазосборного трубопровода «кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН»:	
- кустовая площадка № 8Б	0,63
- узел № 1	0,53
- узел № 2	0,50
- узел № 3	0,49
- узел № 4	0,48
- узел № 5	0,35
-гребенка УПН	0,34

### **3.6 Описание системы работы клапанов-регуляторов**

Установка клапанов-регуляторов на проектируемом трубопроводе не предусматривается.

### **3.7 Обоснование необходимости использования антифрикционных присадок**

Использование антифрикционных присадок на проектируемом трубопроводе не предусматривается.

### **3.8 Очистка полости и испытание трубопровода**

Очистку полости и испытание трубопровода необходимо проводить в соответствии с требованиями СП 34-116-97.

					<i>Промысловый трубопровод</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

Согласно СП 34-116-97 на проведение работ по очистке полости и испытаниям трубопровода строительно-монтажной организацией составляется специальная инструкция, которая согласовывается с заказчиком с учетом местных условий производства работ; согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по проведению испытаний трубопровода. В инструкции на проведение испытаний должны быть подробно расписаны все необходимые операции, места расположения опрессовочного агрегата, нагнетательного агрегата, компрессорной и одорирующей установок и др. вопросы.

#### Очистка полости трубопровода

В процессе сварки предусмотрено выполнять предварительную очистку внутренней полости трубопровода протягиванием очистных устройств. Для трубопроводов диаметром до 326 мм включительно, согласно ВСН 011-88 дополнительную очистку (продувкой, промывкой) допускается не проводить.

#### Испытание трубопровода на прочность и герметичность

Испытание трубопровода на прочность и герметичность проводят в два этапа: предварительный и основной.

Предварительно проводят испытание отдельных участков, затем проводят окончательный этап испытаний всего трубопровода.

При испытании трубопровода, согласно РД 39-132-94, для измерения давления должны применяться проверенные опломбированные и имеющие паспорт дистанционные приборы или манометры класса точности не ниже 1,0 и с предельной шкалой на давление около 4/3 от испытательного, устанавливаемые вне опасных зон.

Испытание на прочность и герметичность должно осуществляться строительно-монтажной организацией в присутствии комиссии с участием представителей ОАО «Томскнефть»ВНК, генерального подрядчика.

Временные трубопроводы для подключения наполнительных, опрессовочных агрегатов и компрессоров должны быть предварительно подвергнуты гидравлическому испытанию в течение 6 ч на давление, равное 1,25 испытательного давления трубопровода.

Предварительному гидравлическому испытанию на прочность и герметичность должны быть подвергнуты:

- переходы через автомобильные дороги, включая участки по обе стороны дороги длиной 25 м – после укладки участков трубопровода в траншею. Давление в нижней точке должно быть равным заводскому испытательному давлению на трубы, в верхней точке – не менее 1,5 рабочего давления. Рабочее давление равно 4,0 МПа. Продолжительность испытания 6 часов;
- узлы запорной арматуры – до крепления на опорах. Давление испытания в нижней точке должно быть равным заводскому испытательному давлению на

					<i>Промысловый трубопровод</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

арматуру (1,5·PN), в верхней точке – не менее 1,25 рабочего давления.

Продолжительность испытания 6 часов;

- пересечения с воздушными линиями электропередачи – до крепления на опорах. Протяженность участков – 1,5 высоты опоры в обе стороны от пересечения. Давление испытания в нижней точке должно быть равным заводскому испытательному давлению на трубы, в верхней точке – не менее 1,5 расчетного давления. Продолжительность испытания 6 часов.

Предварительному пневматическому испытанию на прочность и герметичность должны быть подвергнуты:

- переход нефтегазосборного трубопровода через водную преграду (р. Белая); пойму водной преграды по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности и участки протяженностью 1000 м от границ ГВВ 10 % обеспеченности – после укладки в траншею. Давление испытания – не менее 1,25 рабочего давления. Продолжительность испытания 12 часов.

После предварительного испытания на прочность участков трубопровода проводят проверку их на герметичность, снизив испытательное давление до рабочего. Продолжительность выдержки – не менее 12 часов.

Завозят воду для закачки в участки трубопровода автоцистернами. Источник воды для проведения гидравлических испытаний и место ее утилизации указаны в томе «Проект организации строительства»). После проведения предварительных гидравлических испытаний участков трубопровода воду сливают (откачивают) в автоцистерны и отвозят обратно для последующей подготовки и подачи в систему поддержания пластового давления Вахского нефтяного месторождения.

#### Окончательный этап испытаний трубопровода

Окончательный этап испытаний трубопровода на прочность и герметичность проводят в соответствии с требованиями СП 34-116-97, ВСН 011-88 после полной готовности трубопровода:

- укладки и засыпки в траншее (отдельных участков – крепления на опорах);
- установки приборов;
- удаления персонала, вывода техники из опасной зоны;
- обеспечения персонала связью с оператором УПН;
- предоставления испытательной документации на испытываемый объект.

Окончательный этап испытаний нефтегазосборного трубопровода на прочность и герметичность проводят пневматическим способом.

Трубопровод испытывают одновременно со всеми предварительно испытанными участками.

*Промысловый трубопровод*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

Давление испытания равно 1,1 максимального рабочего давления, т.е. 4,4 МПа. Продолжительность испытания 12 часов. После окончания испытания необходимо снизить давление до значения максимального рабочего давления (4,0 МПа) и выполнить контрольный осмотр трассы для проверки на герметичность в течение времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов. В процессе закачки в трубопровод воздуха в него следует добавлять одорант (для облегчения последующего поиска возможных утечек в трубопроводе). Для этого на узле подключения к источнику воздуха монтируют установку одоризации газа (УОГ). Рекомендуемая норма этилмеркаптана, согласно СП 34-116-97, составляет 50-80 г на 1000 м<sup>3</sup> воздуха. Этилмеркаптан относится ко второму классу опасности по ГОСТ 12.1.005-88\* – меры безопасности, необходимые при работе с одорантом, приведены в п. 2.6 «Мероприятия, обеспечивающие соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации».

Закачка воздуха и создание необходимого давления в трубопроводе обеспечивается работой компрессора типа ДК-9 (производительность 9 м<sup>3</sup>/мин). Необходимый объем воздуха, время заполнения трубопровода и количество одоранта приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Значения объема воздуха, время заполнения трубопровода и количество одоранта при пневматическом испытании нефтегазосборного трубопровода

Наименование участка трубопровода	Диаметр, мм	Протяженность трубопровода, м	Количество воздуха м <sup>3</sup>	Количество одоранта, г	Время работы одного компрессора, мин (час)
Лупинг нефтегазосборного трубопровода «кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН»	159x8	7510	5305	270-400	590 (9,84)

Заполнение трубопровода воздухом производится с осмотром трассы:

- при давлении, равном 0,3 от испытательного давления, но не более 2,0 МПа в пределах опасной зоны (по 100 м в обе стороны от трубопровода);
- при давлении свыше 0,3 от испытательного и до испытательного осмотр трассы в пределах опасных зон запрещается.

Места утечек определяют следующими методами: визуальным, акустическим, по запаху, по падению давления на испытываемом участке, газоаналитическим (течеискателем горючих газов).

После проведения испытаний давление сбрасывают до атмосферного.

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 были обнаружены утечки.

Испытание участка трубопровода на территории кустовой площадки № 8Б

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		



Участок нефтегазосборного трубопровода после окончания монтажных работ подвергают наружному осмотру, очистке, гидравлическому испытанию на прочность и плотность. Очистку трубопровода от грязи производят продувкой воздухом или промывкой водой. Воду для промывки привозят в автоцистерне, выпуск струи воды осуществляют в передвижную емкость, затем воду закачивают в автоцистерну и увозят обратно в систему подготовки воды.

Давление испытания нефтегазосборного трубопровода на прочность равно 1,25 максимального рабочего давления (5 МПа). Время выдержки равно 10 минут. После этого давление снижают до давления 4,0 МПа и испытывают участок трубопровода на плотность (проводят осмотр сварных швов). После проведения осмотра давление вновь повышают до 5,0 МПа и выдерживают еще 5 минут, затем вновь снижают давление до 4,0 МПа и осматривают сварные швы. Результаты испытаний признают удовлетворительными, если во время испытания не произошли разрывы трубопровода, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, в сварных швах не обнаружено течи и запотевания.

После освобождения участка нефтегазосборного трубопровода от воды производят его продувку в течение 10 минут при давлении не более 4,0 МПа.

После этого проводят дополнительное пневматическое испытание на герметичность при давлении, равном рабочему нормативному (0,764 МПа). Продолжительность составляет 24 часа. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность признают удовлетворительными, если скорость падения давления не превысит 0,1 % за час.

#### **Очистка внутренней полости нефтегазосборного трубопровода в процессе эксплуатации**

Проектируемый нефтегазосборный трубопровод выполнен из труб с внутренним покрытием, которое обеспечивает надежность и долговечность (стойкость к воздействию воды и сырой нефти) работы труб, а также, согласно ВНТП 3-85, является одним из методов защиты внутренней поверхности трубопровода от парафинистых отложений.

При возникновении необходимости в очистке внутренней полости трубопровода используют подогретую нефть. Температура подогретой нефти не должна превышать 60 °С, для того, чтобы предотвратить отслаивание, расслаивание и растрескивание внутреннего и внешнего антикоррозионного покрытия труб. Для проведения процесса очистки к свободному патрубку (на патрубке ИУ куста скважин) подключают агрегат типа АДПМ (предназначен для депарафинизации скважин или трубопроводов), и подогретая нефть под давлением пропускается через трубопровод.

### **3.9 Обоснование толщины стенки труб в зависимости от падения рабочего давления по длине трубопровода и условий эксплуатации**

Выбор диаметра трубопровода проведен на основании гидравлического расчета (приложение А), выбор толщин стенки трубопровода подтвержден расчетом на прочность (приложение Б).

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На всем протяжении проектируемых участков трубопровода выбранный диаметр труб обеспечивают падение давления в допустимых пределах при оптимальных скоростях движения рабочего продукта.

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

Запорная арматура установлена в соответствии с требованиями СП 34-116-97, СП 231.1311500.2015 для разделения потоков рабочей жидкости, отключения нефтепровода. Учтены инженерно-геологические условия трассы, возможность обслуживания и ремонта. Размещение запорной арматуры предусмотрено:

- на кустовой площадке № 8Б для функций отключения трубопроводов от скважин куста;
- в месте подключения установки дополнительной сепарации (УДС);
- на обоих берегах перехода через р. Белая. Арматура установлена выше отметки ГВВ 10 % обеспеченности;
- в месте подключения куста № 8А;
- в конце трассы на расстоянии 300 м от ограждения УПН (отключающая задвижка).

Отключающая задвижка в конце трассы трубопровода предусмотрена с электроприводами, остальная арматура имеет ручное управление.

Места установки арматуры показаны на схеме трубопровода, см. графическую часть тома. Марка, количество примененной арматуры указаны в таблице 2.4.

### **3.11 Сведения о резервной пропускной способности трубопровода и резервном оборудовании и потенциальной необходимости в них**

В проектной документации заложен аварийный запас на трубы – 0,3 % от протяженности трубопровода, запорную арматуру, соединения трубопровода, материалы. Аварийный запас учитывается в целом на все ----- месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК. Перечень аварийного запаса на проектируемый трубопровод приведен в томе .

Дальнейшего увеличения пропускной способности трубопровода на данном этапе проектирования не планируется, потенциальной необходимости в резервном оборудовании нет.

### **3.12 Обоснование выбора технологии транспортирования продукции на основе сравнительного анализа (экономического, технического, экологического) других существующих технологий**

Выбор технологии транспортирования продукции добывающих скважин куста № 8Б Вахского нефтяного месторождения основан на опыте эксплуатации аналогичных объектов в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера; на типовых проектных решениях,

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

выполненных в соответствии с действующими нормативными документами; на основании задания и технических условий Заказчика на проектирование.

На всем протяжении предусмотрена подземная прокладка трубопровода, на подключениях к запорной арматуре – надземная.

### **3.13 Обоснование выбранного количества и качества основного и вспомогательного оборудования, его технических характеристик, а также методов управления оборудованием**

Обоснование выбора труб, соединений трубопровода, арматуры, их техническая характеристика приведены в п. 2.3 «Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств». Технологические решения по автоматизации наружных установок нефтепровода рассмотрены в томе 5.7.2 4007-П-000.000.000-ИОС7-02.

### **3.14 Сведения о числе рабочих мест и их оснащенности, включая численность аварийно-вспомогательных бригад и водителей специального транспорта**

После ввода в эксплуатацию проектируемого трубопровода его будет обслуживать персонал цеха текущего обслуживания, ремонта трубопроводов и ликвидации последствий аварий № 4 (ЦТОРТИЛПА-4) УЭТ ОАО «Томскнефть» ВНК. Ввод новых штатных единиц не требуется.

Подробная информация о персонале цеха, вахтовом методе работы приведена в п. 2.6 «Численность и профессионально-квалификационный состав персонала».

Административно-управленческий персонал находится в помещении цеха ЦТОРТИЛПА-4. Персонал бригад, занимающихся ремонтом нефтепромыслового оборудования, также находится на территории цеха.

Рабочие места бригады линейных трубопроводчиков находятся на трассах промысловых трубопроводов месторождения. Осмотр и обслуживание трубопроводов происходит по графикам, утвержденным главным инженером УЭТ. Графики составлены, исходя из того, чтобы каждый участок трубопровода был осмотрен с периодичностью не реже одного раза в две недели.

Доставка персонала на трассу проектируемого трубопровода (после пуска его в эксплуатацию) будет осуществляться служебным автотранспортом. У персонала должны быть в наличии необходимые рабочие инструменты (слесарный инструмент, лопаты, ломы и т.п.), должен иметься переносной радиотелефон. Бригады цеха оснащены переносными техническими средствами контроля за наличием взрывоопасных воздушных сред. За одну рабочую смену планируется осмотреть и выполнить необходимые работы на 5-10 километрах трасс трубопроводов – перечень и месторасположение планируемых к осмотру трубопроводов оговаривается в графиках обслуживания.

В случае обнаружения аварийного порыва трубопровода линейные трубопроводчики передают информацию руководству ЦТОРТИЛПА-4, дежурному диспетчеру УПН. На пульте

						<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

управления ЦТОРТИЛПА-4 фиксируют факт аварии, затем информация доводится до звена № 9 НАСФ и других структурных подразделений, согласно утвержденным схемам оповещения.

Персонал звена № 9 НАСФ базируется в помещении ЦТОРТИЛПА-4, доставляется к месту аварии автотранспортом, перечень техники и оборудования приведен в таблице 2.10. Количество и вид привлекаемых средств и оборудования зависит от вида аварии, решение принимается по факту аварии.

Для обслуживания автотехники привлекается персонал (водители) транспортного управления ОАО «Томскнефть» ВНК.

### **3.15 Сведения о расходе топлива, электроэнергии, воды и других материалов на технологические нужды**

Перед пуском в работу проводятся гидравлические испытания отдельных участков трубопровода на прочность и герметичность (рассмотрено в п. 3.8). Данные о необходимом количестве воды при производстве работ по испытанию трубопроводов приведены в томе 6 4007-П-000.000.000-ПОС-01.

В процессе эксплуатации трубопровода должны проводить периодические гидравлические испытания его на прочность и герметичность (приурочивают ко времени проведения ревизии трубопровода), периодичность – один раз в 4 года для трубопровода II категории. Количество воды, необходимое для проведения одного периодического испытания трубопровода, равно его внутреннему объему – 122 м<sup>3</sup>.

Необходимое количество горючего для доставки персонала на рабочие места для проведения плановых текущих и аварийно-ремонтных работ предусмотрено в бюджете управлений и служб ОАО «Томскнефть» ВНК.

Количество потребляемой электроэнергии электроприводом задвижки DN 100 – 1,5 кВт/ч, установлено 2 электроприводных задвижки.

### **3.16 Описание системы управления технологическим процессом (при наличии технологического процесса)**

Система управления технологическим процессом промышленного трубопровода рассмотрена в томе.

### **3.17 Описание системы диагностики состояния трубопровода**

В соответствии с п. 6.2.25 РД 39-132-94 участки трубопровода, относящиеся к особо опасным с точки зрения экологических последствий, должны быть подвергнуты предупредительной внутритрубной приборной диагностике. К таким участкам относятся переходы через автодороги, через р. Белая, пересечения с другими коммуникациями.

При эксплуатации трубопроводов обслуживающий персонал должен проводить периодические осмотры, текущее обслуживание трубопровода, осмотр охранных зон, выявлять

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

несанкционированное ведение работ другими организациями в этих зонах. Результаты осмотров должны быть записаны в вахтенном журнале.

Согласно п. 7.5.1.6 РД 39-132-94 трубопровод должен подвергаться контрольному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотров следует приурочивать к одному из очередных ремонтов.

При контрольном осмотре особое внимание должно быть уделено:

- состоянию зон входа (выхода) трубопровода в землю;
- состоянию сварных швов;
- состоянию изоляции и антикоррозионного покрытия;
- состоянию фасонных деталей трубопровода на наружных установках.

При контрольном осмотре проводится снятие с трубопровода изоляции на длине 2 м. Замеряют толщину стенки трубы и глубину язв на теле трубы и в сварных швах (при наличии) с помощью ультразвукового или радиоизотопного толщиномера.

Если для устранения дефекта необходимо проведение огневых работ, то трубопровод должен быть подготовлен к производству ремонтных работ – в соответствии с требованиями ГОСТ 12.3.003-86, РД 39-132-94.

Результаты контрольных осмотров должны фиксироваться в документах соответствующих служб технического надзора и в паспорте трубопровода.

Не позднее чем через 1 год необходимо провести первую ревизию введенного в эксплуатацию трубопровода комиссией, созданной из персонала ЦТОРТИЛПА-4. Периодичность последующих ревизий – не реже 1 раза в 2 года для трубопровода II категории.

Как правило, ревизия должна быть приурочена к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов. Выбор участков для ревизии осуществляет служба технического надзора и утверждает главный инженер УЭТ. Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных работ. На работающем трубопроводе допускается проводить ультразвуковую толщинометрию.

При ревизии намеченного участка трубопровода необходимо:

- освободить трубопровод от рабочей среды, промыть водой и в случае необходимости очистить от отложений и грязи;
- провести тщательный наружный осмотр;
- провести внутренний осмотр трубопровода. Демонтаж трубы для внутреннего осмотра при наличии фланцевых соединений осуществляется посредством разборки этих соединений; при цельносварном трубопроводе производят вырезку участка трубопровода длиной, равной двум-трем его диаметрам, желательно со сварным швом;

					<i>Промысловый трубопровод</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

- промерить ультразвуковым толщиномером толщину стенки в нескольких местах;
- при возникновении сомнений в качестве сварных швов произвести вырезку образцов для металлографического испытания или проверить их магнитографическим методом или методом просвечивания гамма-лучами;
- проверить состояние фланцевых соединений, прокладок, крепежа, а также фасонных частей и арматуры, если таковые имеются на участке;
- проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и выборочно прокладок;
- испытать трубопровод в случае производства на нем ремонтных работ.

Объемы работ при ревизии трубопровода определяет отдел технического надзора.

Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода. Полученные данные сопоставляются с первоначальными данными и составляется акт ревизии, который подписывает начальник цеха.

В процессе эксплуатации и во время ремонта трубопровода необходимо проводить диагностику его технического состояния. Периодичность диагностики устанавливается руководством ----- в зависимости от местных условий, а также экономической целесообразности, и приурочивается к ревизии трубопровода. В соответствии с РД 39-132-94 для трубопровода II категории ревизия и диагностика должны быть не реже одного раза в 2 года.

Определение остаточного ресурса действующего трубопровода производится на основании комплексного технического диагностирования, выполненного отдельно или в составе работ по экспертизе промышленной безопасности. Подробно методы диагностического исследования трубопроводов (последовательность, способы диагностики, определение остаточного ресурса трубопровода и др.) изложены в отраслевом документе ОСТ 153-39.4-010-2002.

Для проведения комплексного технического диагностирования трубопровода должна разрабатываться индивидуальная программа диагностирования, обеспечивающая получение и обработку необходимой и достаточной информации о техническом состоянии и функциональных возможностях объекта.

Программа комплексного технического диагностирования промысловых трубопроводов имеет рекомендательный характер и отражает общие принципы, структуру и основные методические положения по проведению диагностики трубопроводов.

Объем работ по диагностированию трубопровода определяют специалисты и должностные лица ОАО «Томскнефть» ВНК, при необходимости с привлечением экспертной организации, имеющей соответствующую лицензию.

Для выполнения технического диагностирования должны использоваться методики и аппаратура, регламентируемые для этих целей действующей нормативно-технической документацией, с учетом требований проектной, исполнительной и эксплуатационной документации на обследуемый трубопровод.

					<i>Промысловый трубопровод</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

Контроль металла труб включает следующие работы:

- визуальный и измерительный контроль;
- определение фактической толщины стенки труб;
- выборочный ультразвуковой контроль дефектных мест металла труб;
- магнитопорошковую и/или цветную дефектоскопию металла труб;
- измерение твердости металла.

При определении коррозионного износа следует использовать ультразвуковой, визуальный и визуально-оптический метод контроля; при определении изменений структуры и свойств металла используют электромагнитные структуроскопы. Радиографический контроль можно проводить только в случае, если трубопровод освобожден от перекачиваемого продукта. При наружном диагностировании технического состояния трубопровода может использоваться ультразвуковая измерительная установка «Скаруч», ультразвуковой толщиномер УТ-93П, магнитопорошковый дефектоскоп МД-4К, ультразвуковой дефектоскоп УД-2-12 и др.

Для диагностирования технического состояния трубопровода могут также использоваться передвижные лаборатории контроля качества трубопроводов («ВНИИСТ»), укомплектованные приборами и оборудованием для внешнего осмотра, операционного контроля, радиографического, ультразвукового и магнитного контроля.

При проведении ревизии производят также диагностику запорной арматуры: изношенный корпус задвижки отбраковывают согласно нормам РД 39-132-94:

- если уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведения технологического процесса и отремонтировать или заменить их невозможно;
- если толщина стенки корпуса арматуры достигла предельных значений.

По результатам диагностики оформляется заключение об оценке технического состояния трубопровода, его участков. Диагностика позволяет спланировать выполнение выборочного ремонта, выявить предаварийные участки.

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

Трубопровод проложен подземно, надземные участки предусмотрены только на узлах подключения к запорной арматуре. С целью предупреждения застывания нефти, выпадения и застывания парафина трубопровод на всем протяжении имеет тепловую изоляцию, толщиной  
50 мм. Запорная арматура также заключена в короба из тепловой изоляции .

В нормальном режиме эксплуатации температура продукта, транспортируемого в проектируемом нефтегазосборном трубопроводе меняется от плюс 44,4 до плюс 23,9 °С.

Состав тепловой изоляции приведен в п. 2.3 «Показатели и характеристика трубопроводов и арматуры».

*Промысловый трубопровод*

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	

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

Характеристика образующихся отходов в период строительства трубопровода приведена в томе 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды» (4007-П-000.000.000-ООС-01).

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

Сведения о классификации отходов, образующихся в процессе строительства трубопровода, места и способы их захоронения рассмотрены в томе 8 4007-П-000.000.000-ООС-01.

В процессе регламентной эксплуатации трубопровода отходы не образуются.

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

При возникновении аварийного порыва трубопровода произойдет выброс сырой нефти и попутного нефтяного газа с загрязнением почвы и атмосферы углеводородами, с вероятностью возникновения взрыва газозвдушного облака (ГВО) или парогазового облака (ПГО) из паров нефти.

На загрязненных участках происходит гибель растений, гибель комплекса почвенных беспозвоночных, перестройка почвенных микроорганизмов. Естественное восстановление растительного покрова и комплекса почвенных животных происходит в течение 8-10 лет, но и через 15-20 лет видовой состав растений оказывается беднее, чем на незагрязненных землях.

Перечень мер по предотвращению аварийных выбросов – это меры, предпринимаемые для исключения разгерметизации трубопровода.

Основные решения, направленные на исключение разгерметизации трубопровода и предупреждение аварийных выбросов опасных вещества, следующие:

- для строительства трубопровода приняты трубы из стали, обладающей повышенными прочностными свойствами, повышенной хладостойкостью; трубы поставляются с заводским наружным антикоррозионным покрытием усиленного типа, с эпоксидным внутренним покрытием и с теплоизоляционным слоем;
- применяемые трубы, арматура и материалы соответствуют климатическим условиям района строительства, условиям хранения и эксплуатации. За расчетную температуру строительства принято значение средней температуры воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 – минус 41 °С;
- принятые к строительству трубы и арматура сертифицированы;

*Промысловый трубопровод*

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	



- предусмотрен входной контроль качества поступающих труб, оборудования, арматуры, деталей, сварочных материалов в соответствии с РД 39-132-94;
- предусмотрен операционный контроль качества подготовительных, земляных, транспортных и разгрузочных работ, сварочно-монтажных, укладочных работ;
- предусмотрен 100 % контроль сварных стыков труб неразрушающими методами, а также дублирующий контроль ультразвуковым методом стыков приварки арматуры, соединений трубопровода, захлестов;
- проведение испытания трубопровода на прочность и герметичность – после окончания монтажных и сварочных работ, контроля сварных соединений и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ;
- при пересечении автодорог участки трубопровода заключены в защитные футляры, выполненные из стальных труб;
- металлические ограждения на наружных установках трубопровода для предотвращения несанкционированного проникновения на территорию площадок.

В процессе эксплуатации должны быть предусмотрены следующие мероприятия:

- контроль параметров технологического процесса транспорта рабочего продукта посредством наблюдения за давлением в трубопроводе;
- постоянные осмотры состояния трубопровода, не реже одного раза в год – контрольные осмотры;
- контроль загазованности воздушной среды при обходе трасс трубопроводов и на наружных установках переносными газоанализаторами – бригады ЦТОРТи ЛПА-4 в полной мере оснащены переносными техническими средствами контроля за наличием взрывоопасных паров в воздухе;
- регулярная диагностика трубопровода, приуроченная к ревизии;
- проведение плановых ремонтов трубопровода.

При эксплуатации трубопровода охрана окружающей среды достигается комплексом мероприятий, направленных на соблюдение регламентного режима транспорта рабочего продукта, предотвращение аварий.

### 3.22 Оценка возможных аварийных ситуаций

Проектируемый объект является опасным производственным объектом (ОПО), согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ. После ввода проектируемого трубопровода в эксплуатацию объект должен быть зарегистрирован в государственном реестре ОПО согласно требованиям п. 2, ст. 2 ФЗ-116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Согласно требованиям п. 6.1 СП 132.13330.2011 проведена классификация запроектированного объекта по значимости в зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен в случае реализации террористических угроз. В соответствии с п. 6.2 СП 132.13330.2011 оценен экологический вид ущерба при аварии на полный разрыв нефтегазосборного трубопровода. Расчеты размеров аварийных выбросов представлены в томе 12.1

4007-П-000.000.000-ГОЧС-01. Выбросы при аварии на полный разрыв трубопровода составляют менее 100 т. Руководствуясь Постановлением Правительства РФ № 613, разливы такого количества нефти относятся к чрезвычайным ситуациям локального значения. Таким образом, проектируемый трубопровод относится к 3 классу значимости (низкая значимость).

С целью повышения надежности при строительстве и эксплуатации промышленного трубопровода и предотвращения аварийных ситуаций предусматривается ряд мероприятий – рассмотрено в п. 3.21 «Описание системы снижения уровня токсичных выбросов, сбросов, перечень мер по предотвращению аварийных выбросов (сбросов)».

К аварийным ситуациям (отказам) относятся нарушения работоспособности трубопровода, связанные с нарушением герметичности т трубопровода, запорной арматуры или с закупоркой трубопровода.

Информация о нарушении технологического режима трубопровода доводится непосредственному руководству ЦТОРТГиЛПА-4.

В соответствии с РД 39-132-94 отказы делятся на некатегорийные и категорийные, сопровождаемые несчастными случаями и пожарами. Некатегорийные отказы промышленных трубопроводов подразделяются на отказы 1 и 2 групп.

Отказы на нефтесборных трубопроводах относятся к отказам 2 группы.

Виды некатегорийных отказов, характерные для проектируемого трубопровода, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Виды некатегорийных отказов

Возможная аварийная ситуация	Меры по устранению аварийных ситуаций
Разрывы и трещины по основному металлу труб, по продольным и кольцевым швам	Отключение трубопровода, ограждение аварийного участка; локализация утечки; освобождение аварийного участка трубопровода от продукта, уточнение объемов работ по ликвидации аварии; ликвидация разрыва, устранение последствий аварии
Негерметичность по причине коррозии внутренней и внешней	Отключение трубопровода; определение аварийного свища; локализация утечки; освобождение аварийно-

	го участка трубопровода от продукта; вырезка катушки и вварка новой; контроль сварных швов радиографированием; замена изоляции
Потеря герметичности трубопровода от внешних механических воздействий	Отключение трубопровода; определение места утечки; локализация утечки; освобождение аварийного участка трубопровода от продукта, ликвидация дефекта и последствий аварии
Потеря пропускной способности трубопровода из-за образования закупорок	Ликвидация закупорок с помощью горячей воды

Отказ необходимо зарегистрировать в журнале учета отказов трубопроводов месторождения в течение 24 часов с момента его возникновения.

В ЦТОРТиЛПА-4 фиксируют факт аварии, затем информация доводится до звена спасателей № 9 НАСФ, которое дислоцируется на территории цеха ЦТОРТиЛПА-4 .

Персонал НАСФ несет круглосуточное дежурство. В состав НАСФ входят:

- руководитель аварийно-спасательных работ (АСР);
- оперативная группа и комиссия по чрезвычайным ситуациям и обеспечению пожарной безопасности (КЧС и ПБ) Общества;
- начальник НАСФ (его заместители);
- звенья спасателей НАСФ, сформированные из персонала цехов УЭТ под руководством мастера – командира звена НАСФ, с привязкой к месторождениям (зонам действия НАСФ).

В случае необходимости могут быть привлечены сторонние организации, с которыми ----- заключило договор. К этим организациям относятся: ----- для ликвидации последствий ЧС; ООО «-----» (ЦПБ-С). Для тушения и предупреждения пожаров на Вахского нефтяного месторождения привлекается опорный пункт пожаротушения (ОППТ) «Лугинецкий» ООО«ЦПБ-С», размещаемом в пос. Лугинецкий.

В вахтовом поселке сосредоточены материалы, техника и оборудование, используемые при ликвидации аварий, а также обеспечивается их техническое обслуживание.

Все отказы на трубопроводе подлежат отдельному расследованию и учету. Назначается действующая комиссия в составе председателя (ведущего технолога), механика цеха, мастера участка. Комиссия устанавливает причины аварии, конкретных виновников, намечает необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах согласно положению ----- «Порядок проведения работ по установлению причин инцидентов на опасных производственных объектах».

По окончании расследования необходимо составить, подписать и утвердить акт в двух экземплярах, согласно главы 9.2 («Расследование аварий») РД 39-132-94.

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Аварийный запас труб и материалов для проектируемого трубопровода входит в состав аварийного запаса для месторождений ОАО «Томскнефть» ВНК и хранится на складе.

Сведения об опасных участках на трассы трубопровода и обоснование выбора размера защитных зон

Рекомендуемые минимальные размеры санитарных разрывов (санитарных полос отчуждения) от проектируемого нефтегазосборного трубопровода по аналогии с магистральными трубопроводами нефти, согласно требованиям СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03, равны:

- 100 м до городов и поселков;
- 50 м до отдельных малоэтажных жилищ;
- 300 м до гидротехнических сооружений;
- 3000 м до водозабора.

В пределах обозначенных санитарно-защитных зон названные элементы застройки отсутствуют.

Для обеспечения нормальных условий эксплуатации и исключения возможности повреждения трубопровода установлены охранные зоны в соответствии с РД 39-132-94:

- при следовании в одном техническом коридоре нескольких трубопроводов – в 50 м от осей крайних трубопроводов;
- вдоль переходов через водные преграды – в виде участка водного пространства от водной поверхности до дна, заключенного между параллельными плоскостями, отстоящими от оси трубопровода на 100 м с каждой стороны.

В охранных зонах должны быть установлены плакаты с запретительными надписями против всякого рода действий, которые могут нарушить нормальную эксплуатацию трубопровода либо привести к его повреждению, в том числе запрещающие: перемещать и производить засыпку и поломку опознавательных и сигнальных знаков; устраивать всякого рода свалки; разрушать земляные и иные сооружения (устройства), предохраняющие трубопровод от разрушения, а прилегающую территорию от аварийного разлива транспортируемого продукта; размещать какие-либо открытые или закрытые источники огня.

При проведении гидравлических и пневматических испытаний трубопровода в соответствии с требованиями РД 39-132-94 устанавливаются зоны безопасности (размеры зон указаны в таблицах 2.8 и 2.9).

### **3.23 Перечень проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий**

Нормальная эксплуатация проектируемого трубопровода (после пуска его в эксплуатацию), заключается в поддержании всех параметров работы системы транспортировки рабочего продукта в пределах, обусловленных технологическим режимом.

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В случае аварии производственному персоналу во главе с ИТР необходимо принять все меры для ее оперативной локализации и ликвидации. Все работы должны производиться с обязательным соблюдением требований безопасности, согласно «Плану ликвидации аварий» (ПЛА), который разрабатывается эксплуатирующей организацией на возможные аварии, опасные для жизни людей, с указанием мест их возникновения. ПЛА должен быть предъявлен приемочной комиссии перед сдачей объекта в эксплуатацию.

Необходимо отключить аварийный трубопровод, закрыв запорную арматуру в начале и в конце участка трубопровода, принять меры по прекращению поступления продукта в трубопровод (по согласованию с руководством цеха ЦДНГ-5, эксплуатирующего кустовые площадки Вахского нефтяного месторождения, должны быть остановлены скважины кустов № 8Б и (или) № 8А, связанных единым технологическим процессом с аварийным трубопроводом).

К ликвидации нефтяного загрязнения, а также к восстановительным работам на трубопроводе приступают после того, как произойдет рассеяние паров нефти до допустимой концентрации.

Необходимо соблюдать действующие нормы и правила по технической эксплуатации применяемых при восстановительных работах оборудования и машин.

В целом, работы по ликвидации аварийного разлива нефти сводятся к следующему:

- сооружение земляного приямка, расположенного в пониженном месте по отношению к месту разлива;
- оконтуривание загрязненного участка земляным валом;
- прокладка канав к приямку по наиболее низким местам замазученных участков;
- покрытие приямка и канав нефтенепроницаемым материалом;
- замывание переносным гидромонитором (мотопомпой) нефтезагрязнений с почвы по канавам в приямок;
- после отстаивания жидкости производят ее сбор из приямка и канав нефтесборщиком в емкости временного хранения с последующей передачей на пункт слива нефтесодержащей жидкости УПН;
- зачистка загрязненного грунта и вывоз его в шламонакопитель Лугинецкого месторождения для обезвреживания и дальнейшего использования при рекультивации земель;
- рекультивация нарушенных земель.

Для сбора небольших пятен нефти используют различные сорбенты, впитывающие маты и сорбирующие пластины.

Для тушения и предупреждения пожаров на ----- месторождении привлекается опорный пункт пожаротушения (ОППТ) -----ООО«ЦПБ-С», размещаемом в пос. -----  
---

					<i>Промысловый трубопровод</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

Подробное описание проектных и организационных мероприятий по ликвидации последствий аварий на проектируемом трубопроводе приведено в томе «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

### **3.24 Описание проектных решений по прохождению трассы трубопровода (переход водных преград, болот, пересечение транспортных коммуникаций, прокладка трубопроводов в горной местности и по территориям, подверженным воздействию опасных геологических процессов)**

Трасса проектируемого трубопровода проложена в общем техническом коридоре с другими коммуникациями (проектируемыми линиями ВЛ, с автодорогой, с нефтегазосборным трубопроводом).

Имеются переходы через автодороги, пересечения с другими коммуникациями, переход через р. Белая, через болото II типа.

До начала работ должен быть оформлен акт передачи трассы трубопровода и технической документации, включающей в себя планы и профили строящегося трубопровода.

В случае обнаружения на месте производства работ подземных коммуникаций, не указанных в проектной документации, необходимо поставить в известность заказчика и принять меры по защите обнаруженных коммуникаций и сооружений от повреждений.

При производстве работ в охранной зоне существующих коммуникаций необходимо оформлять письменное разрешение на право производства земляных работ в охранной зоне, которое выдается организацией, ответственной за эксплуатацию этих коммуникаций. Должен быть составлен проект производства земляных работ, оформлен наряд-допуск (наряд-задание) производителям работ. Производство работ следует осуществлять под непосредственным наблюдением руководителя работ.

Переходы через автодороги предусмотрено выполнять открытым способом. Ширина полосы вскрытия покрытия автодорог должна быть больше ширины траншеи поверху на 0,3-0,4 м. После окончания строительно-монтажных работ дороги должны быть восстановлены.

Участки трубопровода прокладываются в защитных футлярах.

Футляры выполнены из стальных электросварных труб по группе Д ГОСТ 10706-76\*. Диаметр футляров не менее чем на 200 мм больше диаметра протаскиваемых труб – 530x10 мм.

Согласно РД 39-132-94 концы футляров выведены не менее чем на 10 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи автодорог.

Заглубление участков трубопроводов под автомобильными дорогами принимается не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитных футляров.

Перед протаскиванием в защитные футляры на участки трубопроводов устанавливаются футеровочные комплекты, с целью защиты изоляционного покрытия. Футляры имеют концевые уплотнения, выполненные из диэлектрического материала, обеспечивающие

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

электрическую изоляцию трубопроводов (резиновые манжеты). Предусмотрено укрытие манжет, предназначенное для защиты их от ударов и давления грунта. Укрытие выполнено из двух цилиндрических частей, изготавливаемых из стеклопластика, и соединяемой конической частью со смещённым центром, укрытие закрепляется на футляре и опирается на трубопровод.

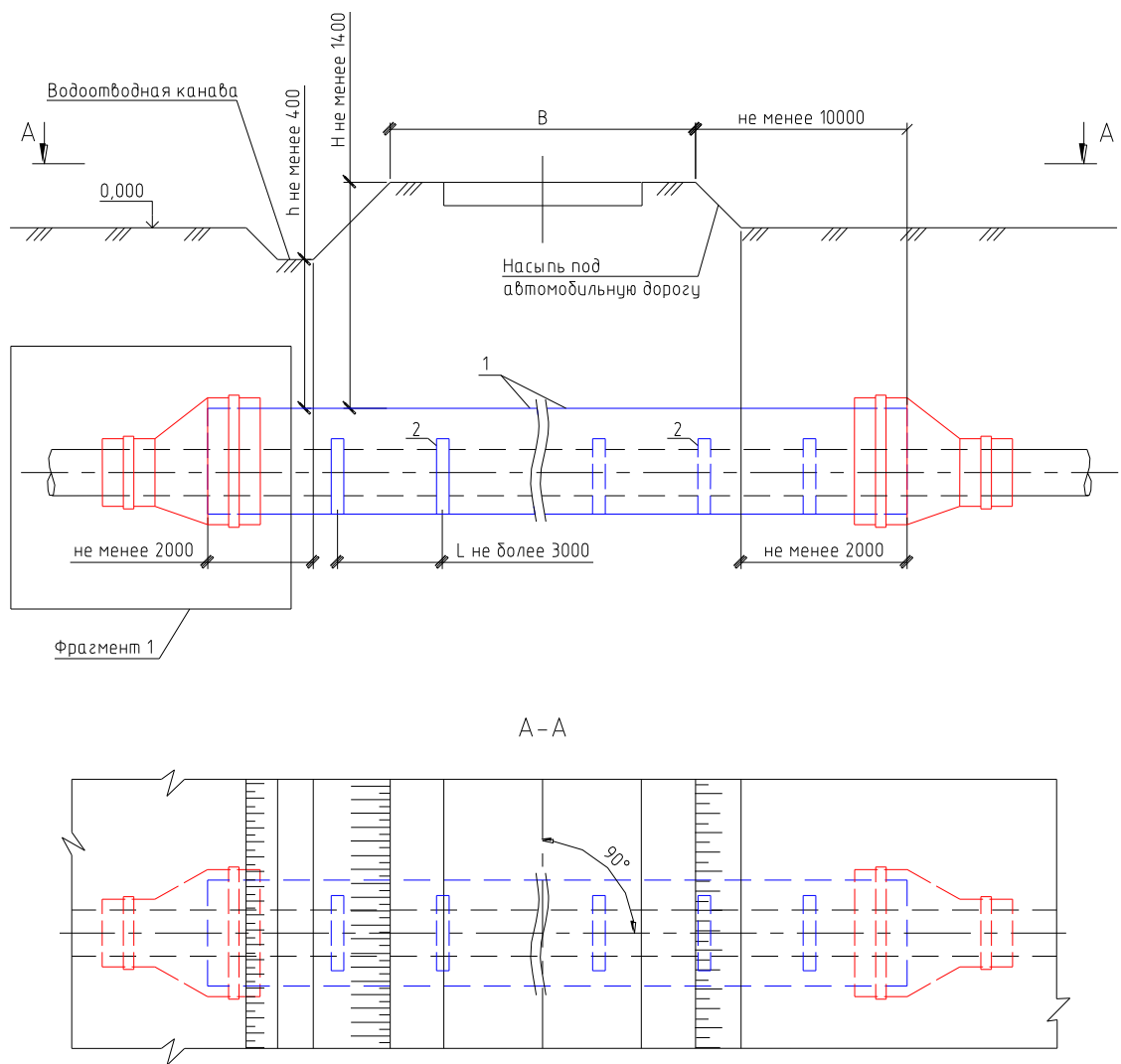
Для защиты от почвенной коррозии предусмотрена изоляция усиленного типа внешней поверхности футляров. Конструкция, толщина наружного изоляционного покрытия футляра соответствует требованиям таблицы 1 ГОСТ Р 51164-98 для изоляции усиленного типа (номер конструкции 16 – трассовое покрытие: слой полимерной грунтовки, слой изоляционной полимерной липкой ленты толщиной 0,6 мм в два слоя, обертка защитная полимерная  
толщиной 0,6 мм), общая толщина не менее 1,8 мм.

По обеим сторонам пересекаемых дорог на расстоянии 100 м от оси крайнего трубопровода должны быть установлены дорожные знаки «Осторожно, нефтепровод!», «Остановка запрещена».

Оформление знаков выполняется в соответствии с «Книгой фирменного стиля» ОАО .....

Схема укладки участка трубопровода на переходе через автодорогу показана на рисунке 1. Места переходов трубопровода через дороги показаны на чертежах планов и профилей, см. графическую часть тома.

В местах пересечения проектируемого трубопровода с действующим подземным трубопроводом разработку грунта механизированным способом с использованием гидравлических экскаваторов производят на расстоянии не ближе 1,0 м от боковой поверхности и над верхом трубы (с предварительным обнаружением их с точностью до 0,25 м) в соответствии с требованиями СНиП 3.02.01-87. Оставшийся грунт дорабатывают вручную без применения ударных инструментов и с принятием мер, исключающих возможность повреждения трубопровода. При взаимном пересечении существующего и проектируемого трубопроводов проектируемый трубопровод прокладывается под существующим трубопроводом, расстояние между поверхностями трубопроводов в свету не менее 350 мм, а пересечение выполнено под углом не менее 60° – в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\*.



- h - расстояние от низа водоотводной канавы до верхней образующей защитного кожуха;
- H - расстояние от верха насыпи до верхней образующей защитного кожуха;
- B - ширина земляного полотна по верху;
- L - расстояние между предохранительными кольцами.

**Рисунок 1 - Схема укладки участка трубопровода на переходе через автодорогу (открытый способ)**

Переход через р. Белая. Река не имеет выраженного русла, проходит по территории болота II типа. Выбор створа перехода обусловлен направлением трассы – перпендикулярно динамической оси водного потока. Глубина прокладки трубопровода согласно СП 34-116-97 – не менее 1 м от естественных отметок дна водоема.

Переход трубопровода через реку предусмотрено выполнять в общем потоке строительной колонны в зимний период года. Лупинг нефтегазосборного трубопровода

					<i>Промысловый трубопровод</i>		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			



прокладывается в защитном футляре, выполненном из труб диаметром 530x10 мм. Устройство футляра аналогично устройству футляров на переходах через автодороги.

Для предотвращения разлива нефти при возможном аварийном порыве нефтегазосборного трубопровода вниз по течению реки предусмотрена установка стационарного бонового заграждения типа «Барьер-Сорб-50» (могут быть применены другие типы боновых заграждений) на безморозный период года. Для расчетов принято, что длина одной секции бонового заграждения равна 10 м. Всего предусмотрено установить 1 секцию (место установки бонового заграждения показаны на схеме, см.). В зимний период боновое заграждение предусмотрено хранить на складе.

По обеим сторонам пересекаемой реки в 100 м от оси трубопровода с каждой стороны предусмотрена установка знаков «Охранная зона».

На болотах предусмотрена подземная прокладка трубопроводов. Характеристика болот (тип, глубина, протяженность) приведена в томе 2.2 4007-П-000.000.000-ПЗУ-02. Чертежи профилей трубопроводов на переходах через болота представлены в графической части тома 2.2 4007-П-000.000.000-ПЗУ-02.

Все земляные, строительные-монтажные работы необходимо проводить на полосе, отводимой во временное пользование. Ширина отводимой полосы под строительство одного трубопровода диаметром до 426 мм в соответствии с СН 452-73 составляет 20 м, на участках прокладки защитных футляров – 23 м.

Участки горной местности на территории прохождения трассы трубопровода отсутствуют. Рассматриваемая территория характеризуется ровным рельефом.

### **3.25 Обоснование безопасного расстояния от оси трубопровода до населенных пунктов, инженерных сооружений (мостов, дорог), а также при параллельном прохождении трубопровода с указанными объектами и аналогичными по функциональному назначению трубопроводами**

Выбор трассы проектируемого трубопровода выполнен в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97, Федерального Закона от 29.12.2015 № 404-ФЗ «Об охране окружающей среды». Основные критерии при выборе трассы – минимальное нанесение ущерба окружающей природной среде, коридорная прокладка. Лупинг нефтегазосборного трубопровода проложен в общем техническом коридоре с другими коммуникациями на нормированном расстоянии 8 м от существующего нефтегазосборного трубопровода. В этом же техническом коридоре предусматривается прокладка проектируемой автодороги в 25 м от оси существующего трубопровода и двух линий ВЛ-6 кВ, которые расположены по другую сторону дороги.

Расстояние между осями проектируемого и существующего трубопроводов – не менее 8 м, расстояние от оси трубопровода до подошвы насыпи земляного полотна автомобильной дороги – не менее 10 м. Расстояние от опор пересекаемых ВЛ-6 кВ – не менее 6 м (в соответствии с требованиями ПУЭ).

					<i>Промысловый трубопровод</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			

Населенные пункты на территории прокладки трубопровода отсутствуют.

Планы проектируемого трубопровода показаны в графической части к тому 2.2 настоящей проектной документации.

### **3.26 Обоснование надежности и устойчивости трубопровода и отдельных его элементов**

Для определения прочности и устойчивости подземного стального промышленного трубопровода выполнен расчет в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\*. При заданных параметрах (радиус естественного изгиба, глубина заложения, температура замыкающего шва) расчет подтверждает устойчивость трубопровода при действии положительного температурного перепада, внутреннего давления и в случае пластической связи трубопровода с грунтом. Расчет представлен в приложении В.

В расчете приведены сведения о нагрузках и воздействиях на трубопровод; сведения о принятых расчетных сочетаниях нагрузок; сведения о принятых для расчета коэффициентах надёжности по материалу, по назначению трубопровода, по грунту и другим параметрам.

Основные механические характеристики стали труб, принятые для расчета, приведены в таблице 2.3.

Углы поворотов трубопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях выполнены с помощью крутоизогнутых отводов, а также упругим изгибом труб.

Допустимый радиус упругого изгиба трубопровода определен расчетом, исходя из условия прочности, устойчивости положения трубопровода под воздействием давления, собственного веса, продольных сжимающих усилий. Принятые радиусы изгиба трубопровода (400 м) показаны на чертежах профилей трассы, см. графическую часть тома 2.2 4007-П-000.000.000-ПЗУ-02.

### **3.27 Сведения о нагрузках и воздействиях на трубопроводы**

На трубопровод действуют следующие нагрузки:

- продольные осевые напряжения для заданной толщины стенки;
- напряжения, возникающие от рабочего и испытательного давления;
- растягивающие напряжения;
- сжимающие напряжения;
- нагрузка от веса металла трубы;
- нагрузка от веса изоляции;
- нагрузка от веса транспортируемого продукта;
- вес грунтовой засыпки;
- сопротивление грунта продольным перемещениям.

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

В расчете (приложение В), на основании которого проведена проверка прочности трубопровода, учтены все приведенные выше нагрузки, действующие одновременно, учтено сочетание нагрузок. Проведена проверка подземных участков трубопровода на общую устойчивость, на прочность в продольном направлении и на предмет наличия в нем недопустимых пластических деформаций.

### **3.28 Сведения о принятых для расчета коэффициентах надежности по материалу, по назначению трубопровода, по нагрузке, по грунту и другим параметрам**

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

- коэффициент надежности по материалу – 1,4;
- коэффициент надежности по нагрузке от массы трубы – 1,15;
- коэффициент надежности по назначению – 1,0;
- коэффициент условий работы трубопровода – 0,75;
- коэффициент сцепления грунта: суглинок – 0,018 МПа, супесь – 0,013; торф – 0,003 МПа;
- угол внутреннего трения на подземных участках: суглинок – 14°, супесь – 20°; торф 23°;
- коэффициент постели грунта при сжатии: торф – 0,75 МН/м<sup>3</sup>;
- удельный вес грунта: суглинок, супесь – 0,019 МН/м<sup>3</sup>, торф – 0,01 МН/м<sup>3</sup>.

### **3.29 Основные физические характеристики стали труб, принятые для расчета**

Основные механические свойства металла труб, принятые для расчетов, представлены в таблице 2.3 настоящего тома, в п. 2.3 «Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств».

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

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

Кривизна любого участка трубы на 1 м длины не должна превышать 1,5 мм. Общая кривизна не должна превышать 0,2 % длины трубы.

Предельные отклонения труб не должны превышать: по наружному диаметру 1,0 %; по толщине стенки – 12,5 %.

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

На торцах труб не должно быть расслоений. На поверхности труб не должно быть трещин, рванин и др.

Овальность и разностенность труб не должна выводить размер трубы за предельные отклонения по диаметру и толщине стенки.

Углеродный эквивалент металла (сталь 09Г2С) не должен превышать 0,43 %.

Концы труб должны быть обрезаны под прямым углом и зачищены от заусенцев. На концах труб толщиной стенки менее 15 мм должна быть выполнена фаска.

Партия поставляемых труб сопровождается документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие качества изготовления труб.

Прочность и устойчивость трубопровода подтверждена расчетами.

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

Транспортные работы следует выполнять в соответствии с требованиями СП 86.13330.2014, РД 39-132-94, «Правил дорожного движения», СП 34-116-97.

Типы транспортных средств выбирают в зависимости от условий перевозок в соответствии с проектом производства работ. Расстояние от следа движения транспортного средства до бровки разработанной траншеи должно быть не менее 3 м.

Погрузку и разгрузку изолированных труб следует производить таким образом, чтобы не допустить их соударения, волочения по земле и по нижележащим трубам.

Для производства погрузочно-разгрузочных работ при помощи крановых механизмов необходимо применять широкие брезентовые или прорезиненные стропы с траверсами или оснащать грузоподъемные средства торцовыми захватами, мягкими полотенцами.

Разгрузка допускается на спланированный грунт или на специальные стеллажи для хранения труб и деталей.

Нижний ряд труб следует укладывать на специальные прокладки, покрытые мягким материалом или на валики из просеянного песка, покрытые пленкой из полимерного материала. Между рядами труб прокладывается 3-4 доски шириной не менее 160 мм, при необходимости размещают прокладки из эластичного материала (резиновая или резинотканевая лента).

Допускается хранение труб на открытом воздухе. Если срок хранения труб планируется свыше 6 месяцев, то должны быть предприняты меры по защите от ультрафиолетового излучения – следует использовать навесы, укрытия и др.

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

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

### **3.32 Описание и обоснование классов и марок бетона и стали, применяемых при строительстве**

При прокладке проектируемого промышленного трубопровода применение бетона не предусматривается. Обоснование выбора марки стали для примененных труб приведено в п. 2.3 «Показатели и характеристики технологического оборудования и устройств» настоящего тома.

### **3.33 Описание конструктивных решений по укреплению оснований и усилению конструкций при прокладке трубопровода по трассе с крутизной склонов более 15 градусов**

Рельеф прохождения трассы проектируемого трубопровода в основном ровный. Склоны с крутизной более 15 градусов отсутствуют.

### **3.34 Обоснование глубины заложения трубопровода на отдельных участках**

Минимальная глубина заложения трубопровода от поверхности земли до верхней образующей труб принята в соответствии с требованиями РД 39-132-94 и проведенному расчету на устойчивость трубопровода при обеспечении необходимых условий, исключающих появление пластических деформаций (приложение В). В расчете учтена температура транспортируемого рабочего продукта и температура выполнения замыкающего стыка. Минимальная глубина заложения нефтегазосборного трубопровода от поверхности земли до верхней образующей труб изменяется от 0,8 до 2,1 м в зависимости от изменения температуры продукта.

В соответствие с требованиями СП 34-116-97, РД 39-132-94, а также согласно расчетам на прочность и устойчивость на переходах через автодороги глубина заложения трубопровода принята не менее 1,4 м от покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра.

Надземные участки труб расположены на высоте 0,5 м от спланированной поверхности грунта (либо от металлических настилов площадок обслуживания) до нижней образующей труб.

### **3.35 Описание конструктивных решений при прокладке трубопровода по обводненным участкам, на участках болот, участках, где наблюдаются осыпи, оползни, участках, подверженных эрозии, при пересечении крутых склонов, промоин, а также при переходе малых и средних рек**

Конструктивные решения переходов трубопровода через водную преграду, болота описаны в п. 3.25.

Пересечения с промоинами отсутствуют, участки, где наблюдаются осыпи, оползни, участки, подверженные эрозии, крутые склоны также отсутствуют.

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

### **3.36 Описание принципиальных конструктивных решений балансировки трубы трубопровода с применением утяжелителей охватывающего типа (вес комплекта, шаг установки и другие параметры)**

Проведенный расчет на устойчивость положения трубопроводов против всплытия (приложение Г) показал, что при прокладке на болотах трубопровода 159x8 мм балластировка не требуется.

На футляре, выполненном из труб 530x10 мм, длиной 30 м, устраиваемом на переходе лупинга нефтегазосборного трубопровода через р. Белая, предусматривается установка пригрузов КТ-500 (контейнеры текстильные), для того, чтобы обеспечить устойчивое положение против всплытия.

В комплект КТ-500 входят две текстильные мягкие емкости, изготавливаемые из нетканого синтетического материала, соединенные удлиненной связью (0,5 м), которая накладывается на трубопровод. Емкости через загрузочные рукава заполняют водопоглощающим сыпучим материалом (привозным песком), затем укладывают на трубопровод. В расчете шага установки КТ на футляре учтен вес основного трубопровода и вес спейсеров. Шаг установки пригрузов равен 10 м.

Переходы через крупные реки отсутствуют – утяжеляющие конструкции охватывающего типа применять не предусмотрено.

### **3.37 Обоснование выбранных мест установки сигнальных знаков на берегах водоемов, лесосплавных рек и других водных объектов**

Пересечения проектируемого трубопровода с лесосплавными реками отсутствуют.

*Промысловый трубопровод*

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	

#### 4 ССЫЛОЧНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- 1 ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовка нефти, газа и воды нефтяных месторождений»;
- 2 ВСН 005-88 «Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация»;
- 3 ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- 4 ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция»;
- 5 ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;
- 6 ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I»;
- 7 ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть II Формы документации и правила ее оформления в процессе сдачи-приемки»;
- 8 ВСН 014-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Охрана окружающей среды»;
- 9 Водный кодекс РФ от 03.06.2006 № 74-ФЗ;
- 10 ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
- 11 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ «Пожарная безопасность. Общие требования»;
- 12 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
- 13 ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»;
- 14 ГОСТ 10692-80 «Трубы стальные, чугунные и соединительные части к ним. Приемка, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение»;
- 15 ЛНД № П1-01.05 Р-0107 Положение Компании «Критерии качества промысловых трубопроводов ОАО «НК «Роснефть» и его дочерних обществ»;
- 16 ЛНД № П3-01.04 М-0006 Методические указания Компании «Применение фирменного стиля ОАО "НК "Роснефть" при оформлении производственных объектов в дочерних обществах ОАО "НК "Роснефть" блока Upstream и производственного сервисного блока»;
- 17 ПБ 03-273-99 «Правила аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства»;

Ссылочные нормативные документы

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

- 18 Постановление Минтруда России от 13.01.2003 № 1/29 «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний, требований охраны труда работников организаций»;
- 19 Постановление правительства РФ от 16 февраля 2008 года № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию»;
- 20 ПУЭ «Правила устройства электроустановок»;
- 21 РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от проявлений статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности»;
- 22 Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
- 23 РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов»;
- 24 РД 39-0147103-376-86 «Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов»;
- 25 РД 39-48124013-002-03 «Инструкция по сборке и сварке стыков труб повышенной коррозионной стойкости и эксплуатационной надежности при строительстве промысловых трубопроводов»;
- 26 СанПиН 2.1.4.1116-02 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды, расфасованной в емкости. Контроль качества»;
- 27 СН 452-73 «Нормы отвода земель для магистральных трубопроводов»;
- 28 СП 36.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85\* «Магистральные трубопроводы»;
- 29 СНиП 12-01-2004 «Организация строительства»;
- 30 СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы»;
- 31 СП 131.133330.2012 Актуализированная редакция СНиП 23-01-99 «Строительная климатология»;
- 32 СП 45.13330.2012 Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87 «Земляные сооружения, основания и фундаменты»;
- 33 СНиП 12-03-2001 «Безопасность труда в строительстве. Часть 1. Общие требования»;
- 34 СНиП 12-04-2002 «Безопасность труда в строительстве. Часть 2. Строительное производство»;
- 35 СНиП 3.01.04-87\* «Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения»;
- 36 СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций»;

*Ссылочные нормативные документы*

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>	



- 37 СП 34-116-97 «Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промышленных нефтегазопроводов»;
- 38 СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;
- 39 «Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах» Стройиздат 1977 г., под. ред. Ю.Я. Вели;
- 40 Трудовой Кодекс Российской Федерации от 30 декабря 2001 года № 197-ФЗ;
- 41 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ»;
- 42 Федеральный закон от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
- 43 Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- 44 Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений»;
- 45 Федеральный закон от 29.12.2015 № 404-ФЗ «Об охране окружающей среды»;
- 46 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (Приказ от 12.03.2013г. № 101).

					<i>Ссылочные нормативные документы</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

**Приложение А**  
**Гидравлический расчет лупинга нефтегазосборного трубопровода «кустовая площадка № 8Б – гребенка УПН -----нефтяного месторождения»**

**1 Цель расчета**

Определение диаметра лупинга, рабочих параметров лупинга и существующего нефтегазосборного трубопровода от кустовой площадки № 8Б до УПН ----- нефтяного месторождения в соответствии с письмами ОАО «Томскнефть» ВНК исх. № 61/2-1438 от 14.08.2015 г. и исх. № 61/2-1689 от 29.09.2015 г

**2 Исходные данные**

Необходимость строительства лупинга существующего нефтегазосборного трубопровода и узла предварительной сепарации вызвана увеличением добычи продукции скважин и газового фактора по фактическим результатам освоения скважин.

Расчет выполнен на основе исходных данных, предоставленных службами ОАО -----ВНК. Исходные данные, принятые в расчете нефтегазосборных трубопроводов, представлены в таблице А.1.

Таблица А.1 – Физико-химические свойства продукции скважин

Наименование параметра	Значение	Источник данных
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	862	Дополнение к технологической схеме разработки Вахского нефтяного месторождения, ПР953
Плотность ПНГ, кг/м <sup>3</sup>	0,827	
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	1020	
Вязкость нефти динамическая, мПа·с при 20 °С при 50 °С	61,7 12,5	

Температура на выходе с кустовой площадки принята плюс 44,42 °С (проект «Обустройство Вахского нефтяного месторождения. Кустовая площадка № 8б», подраздел 7 «Технологические решения», часть 3 «Линейные трубопроводы», Том 5.7.3 2712-ИОС7.3, инв. № 3413).

Давление на входе в УПН принято 0,34 МПа (3,5 кгс/см<sup>2</sup>) – принятое значение.

Прокладка проектируемого трубопровода подземная с применением тепловой изоляции. Температура грунта на глубине заложения принята 0 °С в зимний и летний периоды. Коэффициент теплопередачи принят 1,1349 Вт/м<sup>2</sup>/К.

Шероховатость нефтегазосборных трубопроводов принята 0,1 мм.

Данные по добыче куста № 8Б приняты согласно ТЗ-8 от 14.07.2015 г. и приведены в таблице А.2.

Таблица А.2 – Данные по добыче

					<i>Промысловый трубопровод</i>	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

КП	Показатель	Ед. изм.	2015	2016	2017	2018	2019	2020
8Б	Добыча жидкости	м <sup>3</sup> /сут	527,8	482,4	459,6	447,6	434,4	417,6
	Обводненность	%	23,4	30,3	33,8	37,1	40,3	42,8
	Газовый фактор	м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	649,6	649,6	649,6	649,6	649,6	649,6

С учетом сроков строительства проектируемого лупинга, расчет выполнен на 2016 год.

### 3 Процедура расчета

Расчет системы трубопроводов проведен с использованием программного комплекса Pipesim 2008 (Schlumberger). В качестве корреляции для многофазного потока была применена уточненная корреляция Беггс и Брилла (Beggs&Brill Revised), для однофазного потока – корреляция Мууди (Moody).

Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов представлена на рисунке А.1. Данные по участкам трубопроводов представлены в таблице А.3.

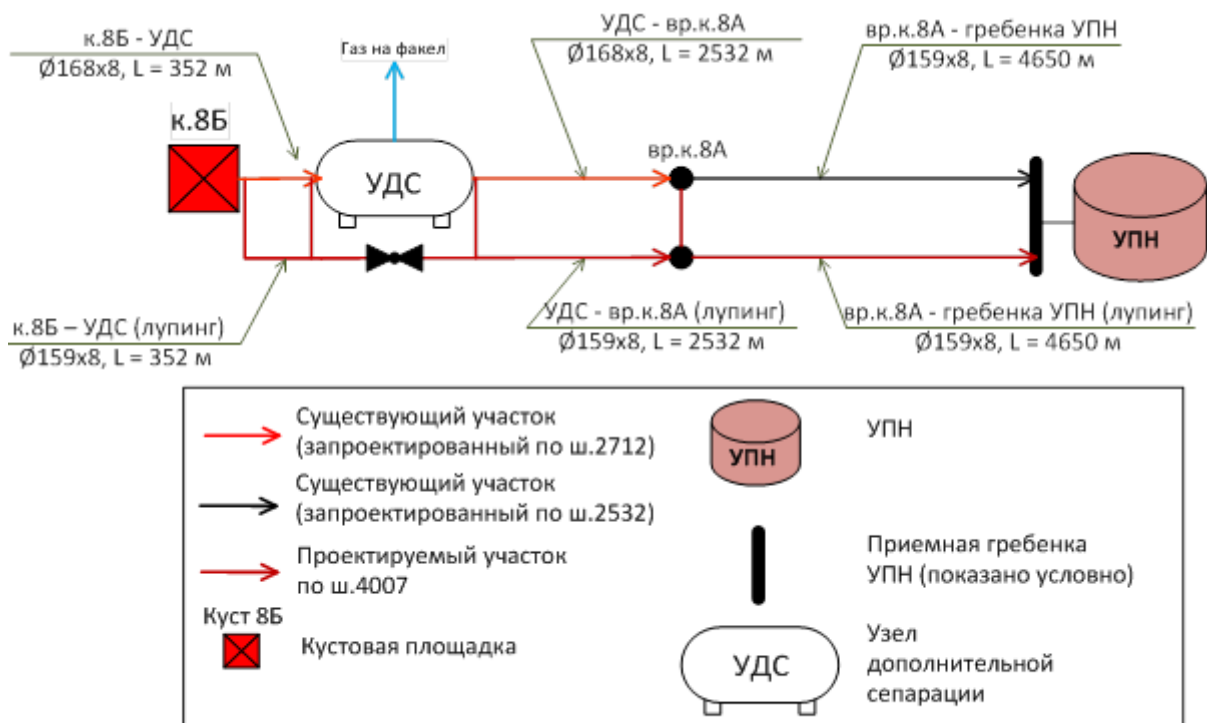


Рисунок А.1 – Расчетная схема нефтегазосборных трубопроводов

Таблица А.3 – Характеристики нефтегазосборных трубопроводов

Участок	Протяженность, м	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм
к.8Б – УДС	352	168	8
к.8Б – УДС (лупинг)	352	159	8
УДС - вр.к.8А	2532	168	8
УДС - вр.к.8А (лупинг)	2532	159	8
вр.к.8А - УПН	4650	159	8
вр.к.8А – УПН (лупинг)	4650	159	8

### 4 Результаты расчета

Результаты гидравлических расчетов представлены на рисунках А.2, А.3 и в таблице

А 4

					Приложение А		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			

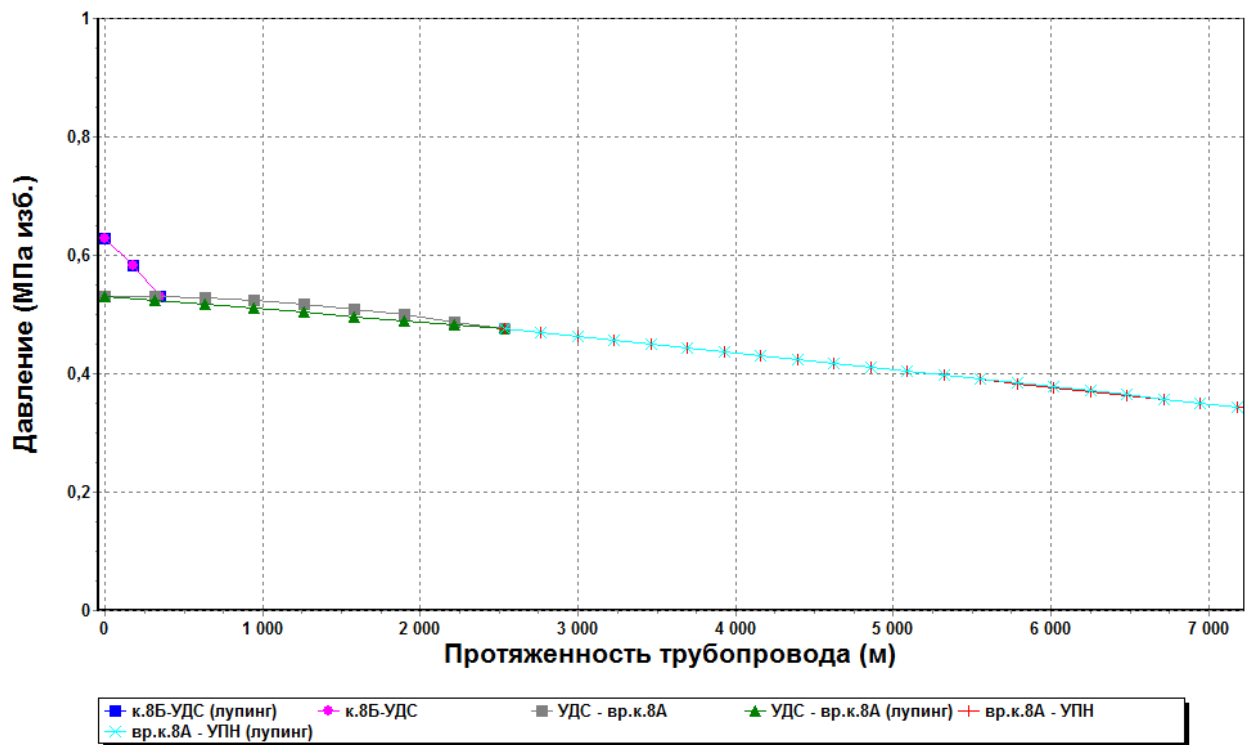


Рисунок А.2 – Профиль давления по длине трубопроводов

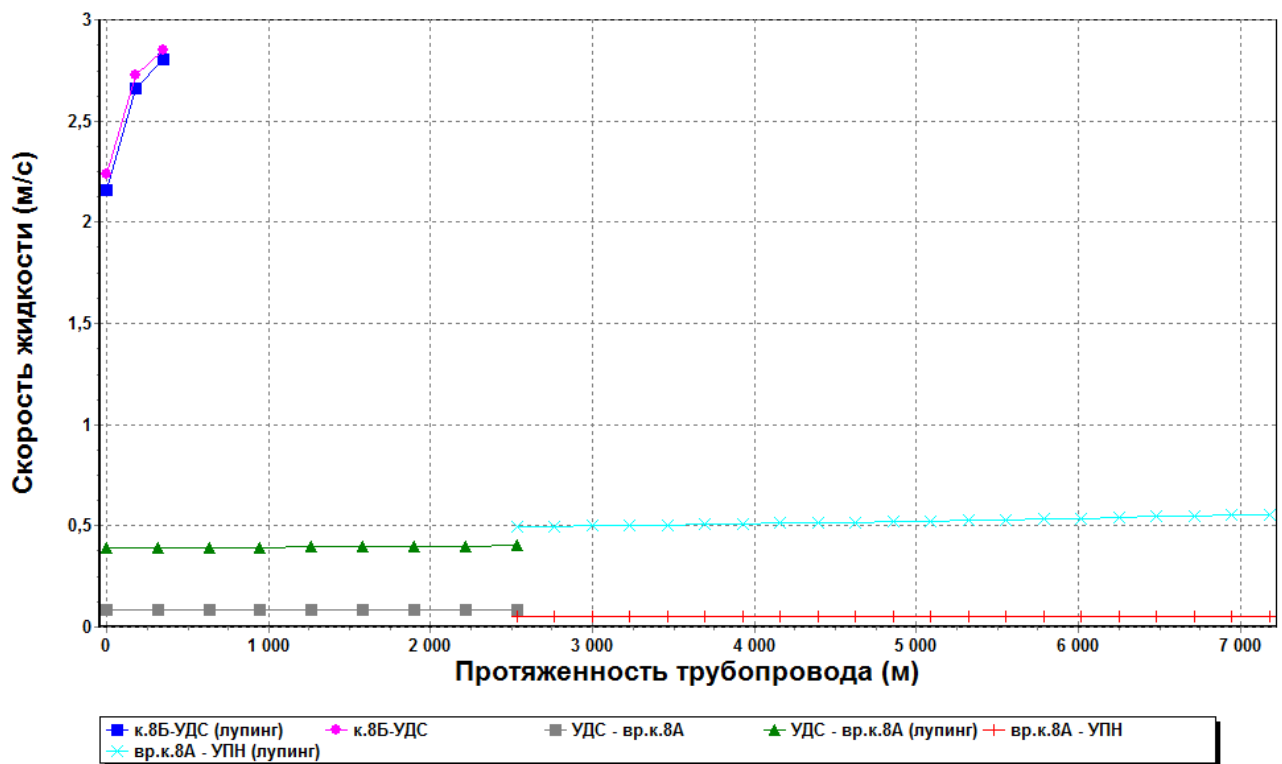


Рисунок А.3 – Скорость жидкости по длине трубопроводов

Таблица А.4 – Результаты гидравлического расчета

Участок	Тип	Температура	Давление	Расход газа	Расход жидкости	Обводненность	Скорость жидкости	Скорость газа	Паде-ние давлени-я
		С	МПа изб.	м <sup>3</sup> /сут	м3/сут	%	м/с	м/с	
к.8Б-УДС	начало	44,42	0,63	117786,8	260,15	30,3	2,24	12,21	0,1
	конец	35,85	0,53	117786,8	260,15	30,3	2,85	13,48	
к.8Б-УДС (лупинг)	начало	44,42	0,63	100632,4	222,25	30,3	2,16	11,79	0,1
	конец	43,32	0,53	100632,4	222,25	30,3	2,8	13,32	
УДС - вр.к.8А	начало	39,29	0,53	694,87	117,64	30,3	0,08	0,59	0,05
	конец	0,38	0,48	694,87	117,64	30,3	0,08	0,55	
УДС - вр.к.8А (лу- пинг)	начало	39,29	0,53	2154,54	364,76	30,3	0,39	0,57	0,05
	конец	34,19	0,48	2154,54	364,76	30,3	0,4	0,6	
вр.к.8А - УПН	начало	0,38	0,48	378,4	64,062	30,3	0,05	0,38	0,14
	конец	0	0,34	378,4	64,062	30,3	0,05	0,57	
вр.к.8А - УПН (лупинг)	начало	29,86	0,48	2471,01	418,34	30,3	0,49	0,59	0,14
	конец	23,92	0,34	2471,01	418,34	30,3	0,56	0,71	

Примечание – Серой заливкой выделены проектируемые участки

### 5 Заключение

- 1 По результатам расчета рекомендуемый диаметр проектируемого лупинга 159 мм.
- 2 Давление изб. сепарации на УДС составит 0,53 МПа.

Приложение А

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

## Приложение Б Расчет толщины стенки трубопровода

- Расчет толщины стенки нефтегазосборного трубопровода проводится согласно СП 34-116-97.

Толщина стенки находится из выражения

$$t = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot \rho_n \cdot d_e}{2 \cdot (R_1 + 0,6 \cdot \gamma_f \cdot \rho_n)}, \quad (\text{Б.1})$$

где  $\gamma_f = 1,15$  – коэффициент надежности по нагрузке для жидкой среды;

$\eta = 1$  – коэффициент несущей способности труб;

$\rho_n = 4,0$  – максимальное рабочее давление, МПа;

$d_e$  – наружный диаметр трубопровода, мм;

$R_1$  для трубопровода, транспортирующего продукт, не содержащий сероводород, определяется из выражения

$$R_1 = \min \left\{ \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_m \cdot \gamma_n}; \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{0,9 \cdot \gamma_n} \right\}, \quad (\text{Б.2})$$

где  $R_{un}$  – нормативное временное сопротивление разрыву труб ( $R_{un} = 490$  МПа для труб из стали 09Г2С);

$\gamma_c = 0,75$  – коэффициент условий работы трубопровода;

$\gamma_m = 1,47$  – коэффициент надежности по материалу;

$\gamma_n$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода (равен 1);

$R_{yn}$  – нормативное сопротивление труб, равное минимальному значению предела текучести (для труб из стали 09Г2С равно 343 МПа);

$R_1 = 250$  МПа, 285 МПа – принимается для расчетов меньшая величина.

Для труб, диаметром 159 мм

$$t = \frac{1,15 \cdot 1 \cdot 4,0 \cdot 159}{2 \cdot (250 + 0,6 \cdot 1,15 \cdot 4,0)} = \text{-----} \text{ ( мм)},$$

с учетом прибавки на коррозию 3 мм получаем 4,45 мм. По согласованию с Заказчиком для строительства нефтегазосборного трубопровода приняты трубы 159х8 мм.

					Приложение Б	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

## Приложение В Расчет трубопровода на прочность и устойчивость

### *Расчет трубопровода на прочность в продольном направлении*

При подземной прокладке трубопровода проводится проверка его на прочность в продольном направлении в соответствии с СП 34-116-97 и СНиП 2.05.06-85\* из условия

$$|\sigma_{пр.НЛ}| \leq \Psi_2 \cdot R_1 \quad (B.1)$$

где  $\sigma_{пр.НЛ}$  – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий;

$\Psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб при осевых продольных напряжениях

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{к.ц.}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \left(\frac{\sigma_{к.ц.}}{R_1}\right), \quad (B.2)$$

где  $R_1$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию) по временному сопротивлению

$$R_1 = \min \left\{ \begin{array}{l} R_{un} \cdot \gamma_c \\ \gamma_m \cdot \gamma_n \end{array} \right\} \quad (B.3)$$

где  $R_{un}$  – нормативное временное сопротивление труб разрыву (для труб из стали 13ХФА равно 510 МПа);

$\gamma_c = 0,75$  – коэффициент условий работы участков трубопровода II категории;

$\gamma_m = 1,4$  – коэффициент надежности по материалу;

$\gamma_n = 1,1$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$\sigma_{к.ц.}$  – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления

$$\sigma_{к.ц.} = n \cdot p \cdot D_{вн.} / 2\delta_n, \quad (B.4)$$

где  $n = 1,15$  – коэффициент надежности по нагрузке, внутреннему давлению для жидкой среды;

$p$  – расчетное давление в трубопроводе, МПа;

$D_{вн.}$  – внутренний диаметр трубопровода, м;

$\delta_n$  – толщина стенки трубы, м.

Продольное осевое напряжение для прямолинейных и упругоизогнутых участков определяется по формуле

$$\sigma_{пр.НЛ} = -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \left( \frac{n \cdot p \cdot D_{вн.}}{2 \cdot \delta_n} \right) \quad (B.5)$$

где  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-6}$  – коэффициент линейного расширения (для стали);

$E = 2,1 \cdot 10^6$  кгс/см<sup>2</sup> = 206000 МПа – модуль упругости;

					Приложение В	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$\Delta t = t_{\text{экпл}} - t_{\text{ф}}$  – максимальный расчетный температурный перепад. Ввиду того, что от температуры продукта значительно зависит глубина прокладки трубопровода, принято разбить трассу трубопровода по температурным участкам:

- 1 участок трубопровода от кустовой площадки № 8Б до узла № 1,  $\Delta t$  равна 49,5 °С (максимальная температура рабочего продукта 44,5 °С, температура замыкающего шва – минус 5 °С), глубина заложения трубопровода 2,1 м до верхней образующей трубы;
- 2 участок трубопровода от узла № 1 до узла № 2,  $\Delta t$  равна 48,5 °С (максимальная температура рабочего продукта 43,5 °С, температура замыкающего шва – минус 5 °С), глубина заложения трубопровода 2,0 м до верхней образующей трубы;
- 3 участок трубопровода от узла № 2 до узла № 3,  $\Delta t$  равна 46 °С (максимальная температура рабочего продукта 41 °С, температура замыкающего шва – минус 5 °С), глубина заложения трубопровода 1,8 м до верхней образующей трубы;
- 4 участок трубопровода от узла № 3 до узла № 4,  $\Delta t$  равна 44,2 °С (максимальная температура рабочего продукта 39,2 °С, температура замыкающего шва – минус 5 °С), глубина заложения трубопровода 1,6 м до верхней образующей трубы;
- 5 участок трубопровода от узла № 4 до узла № 5,  $\Delta t$  равна 41,6 °С (максимальная температура рабочего продукта 36,6 °С, температура замыкающего шва – минус 5 °С), глубина заложения трубопровода 1,4 м до верхней образующей трубы;
- 6 участок трубопровода от узла № 5 до гребенки УПН,  $\Delta t$  равна 30 °С (максимальная температура рабочего продукта 25 °С, температура замыкающего шва – минус 5 °С), глубина заложения трубопровода 0,8 м до верхней образующей трубы.

$\mu = 0,3$  – переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона).

Результаты расчета сведены в таблицу В.1.

Таблица В.1 – Результаты расчета подземных участков трубопровода на прочность в продольном направлении

Трубопровод, мм	$D_{\text{вн}}$ , м	$p$ , МПа	$R_1$ , МПа	$\Psi_2$	$\sigma_{\text{к.ц.}}$ , МПа	$\sigma_{\text{пр.шв.}}$ , МПа	$\Psi_2 \cdot R_1$
1	2	3	4	5	6	7	8
1 участок, 159x8 - торф							
2 участок, 159x8 - торф							
3 участок, 159x8 - торф							
4 участок, 159x8 - торф							
5 участок, 159x8 - торф							
6 участок, 159x8 торф							

Приложение В



Из таблицы В.1 видно, что условие прочности подземных участков трубопровода выполняется, т.к.  $|\sigma_{пр.Н}| < \Psi_2 \cdot R_1$ .

*Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземных участков трубопровода*

Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций подземных участков трубопровода проведена в соответствии с нормами строительной механики (СНиП 2.05.06-85\*) из условия

$$|\sigma_{пр}^H| \leq \Psi_3 \cdot (m/0,9k_n) \cdot R_2^H \quad (B.6)$$

где  $\sigma_{пр}^H$  – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, МПа;

$\Psi_3 = 1,0$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр}^H \geq 0$ ), при сжимающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр}^H \leq 0$ );

$m = \gamma_c = 0,75$  – коэффициент условий работы;

$k_n = \gamma_n = 1,1$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода;

$R_2^H$  – нормативное сопротивление, равное минимальному значению предела текучести стали (для труб из стали 13ХФА равно 350 МПа).

Суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий определяются согласно формуле

$$\sigma_{пр}^H = \mu \cdot \sigma_{кц}^H - \alpha \cdot E \cdot \Delta t \pm \frac{E \cdot D_n}{2 \cdot R} \quad (B.7)$$

где  $\sigma_{кц}^H$  – кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа;

$R$  – радиус (минимальный) упругого изгиба оси трубопровода, м;

$D_n$  – наружный диаметр трубопровода, м.

$$\sigma_{кц}^H = p \cdot D_{вн} / 2\delta_n$$

$$(B.8)$$

$$\Psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 [\sigma_{кц}^H / (m \cdot R_2^H / 0,9k_n)]^2} - 0,5 [\sigma_{кц}^H / (m \cdot R_2^H / 0,9k_n)] \quad (B.9)$$

Результаты расчета сведены в таблицу В.2.

Таблица В.2 – Результаты проверки подземных участков трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций

Трубопровод, мм	$D_{вн}$ , м	$p$ , МПа	$R$ , м	$\sigma_{кц}^H$ , МПа	$\sigma_{пр}^H$ , МПа	$\Psi_3$	$\Psi_3 \cdot (m/0,9k_n) \cdot R_2^H$
1 участок, 159x8 - торф							
2 участок, 159x8 - торф							
3 участок, 159x8 - торф							
4 участок, 159x8 - торф							
5 участок, 159x8 - торф							
6 участок, 159x8							

Приложение В

Условие по предотвращению недопустимых пластических деформаций трубопровода выполняется, т.к.  $|\sigma_{пр}^H| < (\Psi_3 \cdot (m/0,9k_n) \cdot R_2^H)$ .

Второе условие:  $\sigma_{к.ц}^H < (\Psi_3 \cdot (m/0,9k_n) \cdot R_2^H)$  также выполняется.

*Проверка общей устойчивости подземных участков трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы*

Проверка производится согласно СП 34-116-97 из условия

$$S \leq \gamma_c \cdot N_{кр}^1$$

(B.10)

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

$N_{кр}^1$  – продольное критическое усилие, Н;

$\gamma_c = 0,75$  – коэффициент условий работы трубопровода.

Продольное осевое усилие определяется по СНиП 2.05.06-85\*

$$S = [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{кц} + \alpha \cdot E \cdot \Delta t] \cdot F,$$

(B.11)

где  $F$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>

$$F = \frac{\pi \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2)}{4}$$

(B.12)

Продольное критическое усилие, при котором наступает потеря устойчивости, согласно гл. 3 п. 4 «Типовые расчеты при сооружении трубопроводов» Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н., определяется методами строительной механики.

Для прямолинейных подземных участков трубопровода в случае пластической связи трубы с грунтом продольное критическое усилие определяется из условия

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \cdot \sqrt[4]{\rho_o^2 \cdot q_{верт}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3},$$

(B.13)

где  $J$  – осевой момент инерции поперечного сечения трубы,

$$J = \frac{\pi \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4)}{64}$$

(B.14)

$F$  – площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;

$E = 2,1 \cdot 10^6$  кгс/см<sup>2</sup> = 206000 МПа – модуль упругости;

$\rho_o$  – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

$q_{верт}$  – сопротивление грунта поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины, МН/м

$$\rho_o = \pi \cdot D_n \cdot \tau_{нр},$$

(B.15)

где  $\tau_{нр}$  – предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом

Приложение В

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

$$\tau_{np} = \rho_{ep} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ep} + C_{ep} ,$$

(B.16)

где  $\rho_{ep}$  – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\varphi_{ep}$  – угол внутреннего трения грунта ( $\varphi_{ep}$  суглинка  $\approx 20^\circ$ );

$C_{ep}$  – сцепление, кПа ( $c_{ep}$  суглинка  $= 13$  кПа,  $c_{ep}$ ).

$$\rho_{ep} = \frac{2 \cdot n_{ep} \cdot \gamma_{ep} \cdot D_n \cdot \left[ \left( h_o + \frac{D_n}{2} \right) + \left( h_o + \frac{D_n}{2} \right) \cdot \operatorname{tg}^2 \cdot \left( 45^\circ - \frac{\varphi_{ep}}{2} \right) + q_{mp} \right]}{\pi \cdot D_n}$$

(B.17)

где  $\gamma_{ep}$  – удельный вес грунта, Н/м<sup>3</sup>;

$n_{ep} = 0,8$  – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$h_o$  – высота слоя засыпки до верхней образующей трубопровода, м; для соблюдения требуемых условий высота засыпки нефтегазосборного трубопровода 0,9 м;

$q_{mp}$  – нагрузка от собственного веса изолированного трубопровода с транспортируемым продуктом, Н/м

$$q_{mp} = q_m + q_{uz} + q_{np} , \quad (B.18)$$

где  $q_m$  – нагрузка от собственного веса металла трубы, Н/м

$$q_m = n_{cv} \cdot \gamma_m \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2) \quad (B.19)$$

где  $n_{cv} = 0,95$  – коэффициент надежности по нагрузке от действия собственного веса;

$\gamma_m = 78500$  Н/м<sup>3</sup> – удельный вес металла;

$D_n$  – наружный диаметр трубы, м;

$D_{вн}$  – внутренний диаметр трубы, м;

$q_{uz}$  – нагрузка от собственного веса изоляции, Н/м

$$q_{uz} = n_{cv} \cdot (q_{un}^H - q_{об}^H) \quad (B.20)$$

где  $q_{un}^H$  – нормативная нагрузка от веса изоляционного покрытия;

$q_{об}^H$  – нормативная нагрузка от веса оберточного слоя.

$$q_{un}^H = k_{uz} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{un} \cdot \rho_{un} \cdot g$$

(B.21)

$$q_{об}^H = k_{uz} \cdot \pi \cdot D_n \cdot \delta_{об} \cdot \rho_{об} \cdot g , \quad (B.22)$$

где  $k_{uz} = 2,3$  – коэффициент, учитывающий величину нахлеста при двухслойной изоляции;

$\delta_{un}$  – толщина изоляционного покрытия, мм;

$\delta_{об}$  – толщина оберточного слоя, мм;

$\rho_{un}$  – плотность изоляционного покрытия, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{об}$  – плотность оберточного слоя, кг/м<sup>3</sup>;

$g = 9,8$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

Приложение В

$q_{np}$  – нагрузка от веса продукта, Н/м

$$q_{np} = n_{np} \cdot \gamma_{np} \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4},$$

(В.23)

где  $n_{np} = 1,0$  м – коэффициент надежности по нагрузке от веса продукта.

$\gamma_{np}$ , Н/м<sup>3</sup> – удельный вес транспортируемого продукта при рабочем давлении;

$\rho_n$ , кг/м<sup>3</sup> – плотность продукта;

$$q_{верт} = n_{зр} \cdot \gamma_{зр} \cdot D_n \cdot \left( h_o + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{мп}$$

(В.24)

Продольное критическое усилие для подземных участков трубопровода в случае упругой связи трубы с грунтом определяется по формуле

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_o \cdot D_n \cdot E \cdot J} \quad (В.25)$$

где  $k_o$  – коэффициент нормального сопротивления грунта (коэффициент постели грунта при сжатии), МН/м<sup>3</sup>.

Результаты расчета сведены в таблицу В.3.

Таблица В.3 – Результаты проверки общей устойчивости подземных участков трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы

Трубопровод, мм	F, м <sup>2</sup>	S, МН	P <sub>гр</sub> , МПа	J, м <sup>4</sup>	N <sub>кр</sub> <sup>(1)</sup> , МН	N <sub>кр</sub> <sup>(2)</sup> , МН	$\gamma_c \cdot N_{кр}^{(1)}$ , МН	m · N <sub>кр</sub> <sup>(2)</sup> , МН
1 участок, 159x8	-							
2 участок, 159x8	-							
3 участок, 159x8	-							
4 участок, 159x8	-							
5 участок, 159x8	-							
6 участок, 159x8								

Условия  $S \leq \gamma_c \cdot N_{кр}^{(1)}$  и  $S \leq m \cdot N_{кр}^{(2)}$  выполняются, следовательно, общая устойчивость подземных участков трубопровода в заданных условиях обеспечивается.

Глубина укладки нефтегазосборного трубопровода до верхней образующей трубы: на 1 участке – 2,1 м; на 2 участке – 2,0 м; на 3 участке – 1,8 м; на 4 участке – 1,6 м; на 5 участке – 1,4 м; на 6 участке – 0,8 м.

## Приложение Г Расчет балластировки трубопровода

Расчет произведен по СП 34-116-97

Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией  $q_{тр}$  складывается из нагрузок от массы неизолированной трубы  $q_{ме.тр}$  и массы нанесенной на трубу изоляции  $q_{из}$ . Масса неизолированной трубы 159x8 мм  $m_{ме.тр}$  принята 29,79 кг согласно сортамента, содержащегося в ТУ на трубы.

$$q_m = n_{с.в} \cdot m_{ме.тр} \cdot g = 0,95 \cdot 29,79 \cdot 9,81 = \text{-----Н/м},$$

где  $n_{с.в}=0,95$  – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса (трубы), принимаемый для более напряженного для расчета варианта по таблице 12 СП 34-116-97.

Масса антикоррозионной изоляции вычисляется, исходя из ее минимальной толщины  $\delta_{из}=2,0$  мм и плотности  $\rho_{из} \approx 1000$  кг/м<sup>3</sup>

$$q_{из} = n_{с.в} \cdot \rho_{из} \cdot \frac{\pi}{4} [(D + 2\delta_{из})^2 - D^2] \cdot g = 0,95 \cdot 1000 \cdot \frac{3,14}{4} [(0,159 + 2 \cdot 0,002)^2 - 0,159^2] \cdot 9,81 = \text{-----Н/м}.$$

Соответственно масса тепловой изоляции (толщина 0,05 м, плотность 80 кг/м<sup>3</sup>) равна 31,2 Н/м.

Таким образом, расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией  $q_{тр}$  составляет 319 Н/м.

Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, определяется законом Архимеда

$$q_в = \rho_в \cdot g \frac{\pi \cdot (D + 2\delta_{из})^2}{4} = 1020 \cdot 9,81 \frac{3,14 \cdot (0,159 + 2 \cdot 0,052)^2}{4} = \text{-----Н/м}.$$

По результатам расчетов видно, что выталкивающая сила воды больше нагрузки от массы труб с изоляцией – необходима балластировка проектируемого теплоизолированного трубопровода 159x8 мм.

В качестве балластирующих конструкций приняты пригрузы контейнерного типа марки КТ – грунтозаполняемые текстильные емкости из нетканого синтетического материала.

Нормативная интенсивность балластировки рассчитывается по формуле

$$q_{бал}^н = \frac{1}{n_б} (k_{нс} \cdot q_в - q_{тр}) \frac{\rho_{част.гр}}{\rho_{част.гр} - \rho_в \cdot k_{нс}} = \text{Н/м}$$

Коэффициент надежности по нагрузке  $n_б$  для пригрузов КТ нормами не определен. Для расчета принимаем  $n_б$  равным 0,8 (для железобетонных утяжелителей он равен 0,9), чтобы в большей степени обезопасить трубопровод от возможного всплытия. В расчетной формуле используется плотность частиц песка, поскольку при обводнении грунта, окружающего трубопровод, песок в пригрузе также обводнится, поры между частицами заполнятся водой, и усилие на трубу будет создаваться частицами песка. Плотность  $\rho_{част.гр}$  равна 2660 кг/м<sup>3</sup>.

Шаг расстановки пригрузов определяется соотношением

					Приложение Г	
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$l_2 = \frac{V_{zp} \cdot \rho_{zp} \cdot g}{q_{бал}^H} = \frac{0,5 \cdot 1100 \cdot 9,81}{q_{бал}^H}, \text{ м}$$

В этом соотношении для определения массы пригруза используется плотность сухого песка (1100кг/м<sup>3</sup>).

Проведен также расчет по необходимости балластировки футляров. Для трубопровода диаметром 159 мм в теплоизоляционном слое толщиной 50 мм применены футляры из труб 530x10 мм.

Масса 1 м футляра с изолированной трубой равна: (530x10)+(159x8)=128,24+32,4=160,6 кг. С учетом веса установленных спейсеров и герметизирующих манжет ≈ 166 кг.

Результаты расчетов приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 – Результаты расчета балластировки трубопроводов

Диаметр футляра и участка протаскиваемого трубопровода, мм	Расчетная нагрузка от массы трубы с изоляцией, Н/м	Выталкивающая сила воды, действующая на трубопровод, Н/м	Нормативная интенсивность балластировки - вес в воздухе Н/м	Максимально допустимое расстояние между пригрузами, м	Принятый шаг установки пригрузов, м
1 - 159x8 со слоем теплоизоляции толщиной 50 мм	■	■	■	■	■
2 - 530x10 (футляр) и труба 159x8 со слоем теплоизоляции толщиной 50 мм	■	■	■	■	■

На трубопроводе 159x8 мм предусматривается установка пригрузов КТ-300.

На футлярах 530x10 мм, устраиваемых на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе 159x8 мм на переходах через реку, предусматривается установка пригрузов КТ-500.

На футлярах, устраиваемых на территории кустовой площадки при переходе проектируемых трубопроводов через технологический проезд, балластировка не требуется – трубопровод проложен в зоне отсыпки кустового основания, технологический проезд выполнен бетонными плитами. Обводненность территории кустовой площадки исключена.

На переходах через автодороги балластировка также не требуется – насыпь дорог, а также покрытие дорог в данном случае выполняют функции утяжеляющих конструкций, участки труб вне насыпи имеют протяженность по 2 м.

## Приложение Д Расчет срока службы трубопровода и обоснование отсутствия защиты трубопровода средствами ЭХЗ

Необходимость защиты промышленного трубопровода определяется по показателю В

$$B = T \cdot \frac{\Delta\delta}{V}, \quad (D.1)$$

где Т – среднестатистический срок службы трубопровода, согласно РД 39-132-94 для нефтепроводов, транспортирующих обводненную нефть, равен 10 лет;

$\Delta\delta$  – допустимое уменьшение толщины стенки на коррозию (разность между проектной толщиной стенки трубопровода и отбраковочной);

V – скорость коррозии, мм/год.

Допустимое уменьшение толщины стенки  $\Delta\delta$  находится из выражения

$$\Delta\delta = \delta - \delta_{отбр.} \quad (D.2)$$

где  $\delta$  – принятая проектная толщина стенки, мм;

$\delta_{отбр.}$  – отбраковочная толщина стенки (минимально допустимая при принятых условиях эксплуатации), мм.

$\delta_{отбр.}$  для нефтегазосборного трубопровода определяется по РД 39-132-94.

Расчетный срок службы трубопровода определяется по отношению  $\Delta\delta$  к скорости коррозии. Для строительства нефтегазосборного трубопровода применены трубы с заводским наружным и внутренним покрытием. Гарантированный заводом-изготовителем срок безремонтной эксплуатации покрытия – не менее 10 лет.

За основу расчета принято значение скорости коррозии – 0,19 мм/год.

В таблице Д.1 представлены нормативные и расчетные данные по определению срока службы трубопровода.

Таблица Д.1 – Расчетные данные срока службы проектируемого трубопровода

Диаметр трубопровода, Дн, мм	Толщина стенки, $\delta$ , мм	Рабочее давление, $P_{расч.}$ , МПа	Допустимая отбраковочная величина*, $\delta_{отбр.}$	Допустимая отбраковочная величина с учетом технол. утонения, $\delta_{отбр.}$	Расчетная скорость коррозии V, мм/год	Расчетный срок службы нефтепровода*, год	Показатель «В»
159	■	■	■	■	■	■	■
* без учета гарантированного заводом-изготовителем срока безремонтной эксплуатации							

Если  $B < 0$ , то электрохимзащита не обязательна.

Электрохимическую защиту в соответствии с СП 34-116-97 допускается не применять, если защитные покрытия обеспечивают надежную эксплуатацию трубопровода в те-

чение всего срока службы. В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 также допускается не применять электрохимзащиту при обеспечении безопасной эксплуатации и исключения экологического ущерба. Необходимо также учитывать наличие или отсутствие электрохимической защиты существующих трубопроводов, проложенных в одном техническом коридоре с проектируемым. На существующих трубопроводах ----- нефтяного месторождения, расположенных рядом с проектируемым, ЭХЗ отсутствует.

Технические решения, предусмотренные проектной документацией, обеспечивают уровень приемлемого риска и достаточную безопасность транспортирования нефти и газа. На основании вышеприведенного расчета, принято на проектируемом лупинге нефтегазосборного трубопровода электрохимзащиту не предусматривать.

					<i>Приложение Д</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		



## Приложение Е

### Расчет определения зоны незамерзающего грунта вокруг трубопроводов

Расчет выполнен согласно методике, представленной в книге «Справочник по строительству на вечномёрзлых грунтах». Стройиздат 1977 г., под ред. Ю.Я. Вели.

Слой оттаивания мерзлого грунта от тепла, выделяемого подземным стальным трубопроводом в теплоизоляции (толщиной 50 мм) рассчитывается по формуле

$$\xi_1 = y_1 - h - r; \quad \xi_2 = h - y_2 - r, \quad (E.1)$$

где  $\xi_1$  – величина талого слоя грунта под подземной трубой, м;

$\xi_2$  – величина талого слоя грунта над подземной трубой, м;

$r$  – наружный радиус трубы с изоляцией, м;

Значения  $y_1$  и  $y_2$  находятся из равенства

$$\frac{y + \sqrt{h^2 - r^2}}{y - \sqrt{h^2 - r^2}} = \sqrt{\exp \cdot \left( - \frac{2 \cdot t_{\Gamma} \cdot \ln \frac{2 \cdot h}{r}}{\frac{\lambda_{\Gamma}}{\lambda_M} \cdot t_{ж} - t_{\Gamma}} \right)}, \quad (E.2)$$

где  $t_{ж}$  – температура жидкости в трубе, °С;

$t_{\Gamma}$  – температура грунта на глубине заложения оси трубы в предположении, что труба отсутствует, °С;

$h$  – глубина заложения оси трубы от поверхности земли, м;

$\lambda$  – коэффициент теплопроводности стенки трубы, ккал/ (м·ч·°С);

$\lambda_T, \lambda_M$  – коэффициент теплопроводности грунта соответственно в талом или мерзлом состоянии, ккал/ (м·ч·°С).

На рисунке Е.1 представлена схема конструкции подземного стального трубопровода

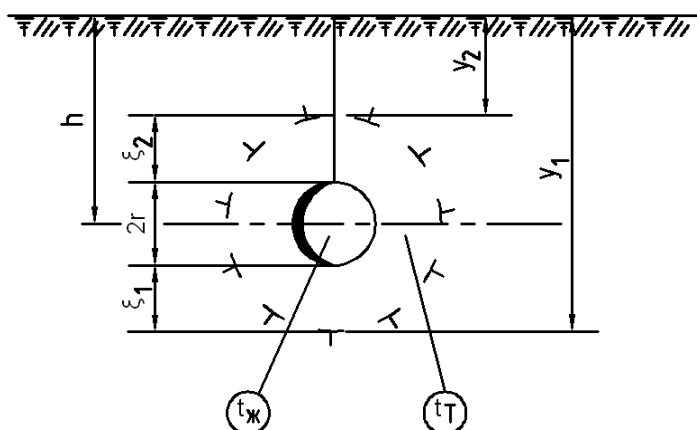


Рисунок Е.1 – Схема конструкции подземного стального трубопровода

Для расчетов температура промерзания грунта в зоне прокладки трубопровода принята равной минус 1 °С, температура рабочего продукта – согласно гидравлическому расчету (см. приложение А) в конце трассы.

Результаты расчета представлены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Исходные и расчетные данные

Диаметр трубопровода, мм	Глубина до верха трубы от поверхности земли, $h$ , м	Температура грунта на глубине заложения оси трубы (без трубопровода), °С	Температура продукта в трубопроводе, °С	Толщина незамерзшего слоя грунта под трубопроводом, м	Толщина незамерзшего слоя грунта над трубопроводом, м
159x8	■	■	■	■	■

Согласно полученным результатам, в околотрубной зоне трубопровода будет находиться слой незамерзшего грунта. В связи с этим, явления морозного пучения грунта в зоне прокладки трубопровода происходить не будет.

					<i>Приложение Е</i>	
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

