TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Разработка технических решений по строительству промыслового нефтепровода в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области

УДК 622.692.4.052:621.651

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Стоянов Дмитрий Олегович		06.06.2022

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		06.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		06.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.	-		06.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		06.06.2022

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1,ОПК(У)-2)*
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)*
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7,ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)*
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)*
Р5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)*
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)*
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".*
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН.	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".*
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС.	*Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055" Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов ".*

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ 28.02.2022 Брусник О.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7А	Стоянов Дмитрий Олегович

Тема работы:

Разработка технических решений по строительству промыслового нефтепровода в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-43/с от 08.02.2022 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Промысловые трубопроводы 2. Анализ теоретических, практических и экспериментальных работ в области прокладки промысловых трубопроводов в сложных условиях 3. Технология сооружения трубопроводов на болотах 4. Расчетно-технологическая часть по определению гидравлического расчета, расчета параметров трубопровода, расчета основного насоса и характера течения трубопровода. 5. Социальная ответственность. 6. Финансовый менеджмент.
Перечень графического материала	1. Структурная схема строительства нефтепровода на болоте

	2. Схема подготовки трассы 3. Схема земляных работ,
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	**Консультант**
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Гасанов М.А., д.э.н, профессор ОГСН, ШБИП
«Социальная ответственность»	Мезенцева И.Л., старший преподаватель ООД, ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	28.02.2022 г.

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Стоянов Д.О		28.02.2022 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7А	Стоянов Дмитрий Олегович

Школа	ИШПР	**Отделение школы (НОЦ)**	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Разработка технических решений по строительству промыслового нефтепровода в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области	
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	
2. Разработка устава научно-технического проекта	
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	
Перечень графического материала *(с точным указанием обязательных чертежей):*	
1. «Портрет» потребителя результатов НТИ 2. Сегментирование рынка 3. Оценка конкурентоспособности технических решений 4. Диаграмма FAST 5. Матрица SWOT 6. График проведения и бюджет НТИ 7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ 8. Потенциальные риски	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОГСН	Гасанов М.А	д.э.н		28.02.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Стоянов Д.О		28.02.2022 г.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б7А	Стоянов Дмитрий Олегович

Школа	ИШПР	**Отделение (НОЦ)**	Отделения нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	**Направление/специальность**	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

Разработка технических решений по строительству промыслового нефтепровода в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– указать нормативные документы
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– перечислить вредные и опасные факторы
3. Экологическая безопасность:	– указать область воздействия на атмосферу, гидросферу и литосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– перечислить возможные ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – указать наиболее типичную ЧС.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Мезенцева И.Л.	-		28.02.2022 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б7А	Стоянов Д.О		28.02.2022 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
Уровень образования бакалавриат
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2022 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2022	*Введение*	*5*
06.03.2022	*Обзор литературы*	*20*
18.03.2022	*Характеристика объекта исследования*	*5*
24.03.2022	*Теоретические основы технологических расчетов на прочность*	*15*
29.04.2022	*Особенности эксплуатации систем газораспределения и газоснабжения сетей среднего и низкого давлений в прибрежных районах с морским климатом.*	*20*
14.05.2022	*Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение*	*10*
31.05.2022	*Социальная ответственность*	*10*
04.06.2022	*Заключение*	*5*
06.06.2022	*Презентация*	*10*
	Итого	*100*

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		28.02.2022 г.

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Брусник О.В.	к.п.н.		28.02.2022 г.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ..... 7

1. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ 9

1.1. Промысловые системы сбора и транспорта нефти и газа..... 9

1.2. Состав промысловых трубопроводов 12

1.3. Отличительные особенности сооружений линейных трубопроводных систем на промыслах 13

2. АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ, ПРАКТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ РАБОТ В ОБЛАСТИ ПРОКЛАДКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ..... 15

3. ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ 24

3.1. Технологические схемы 24

3.2. Последовательность работ 29

3.2.1. Подготовительные работы 29

3.2.2. Устройство лежневых или временных дорог..... 33

3.2.3 Техника..... 36

3.2.4 Погрузочно-погрузочные и транспортные работы 46

3.2.5. Сборка и сварка трубопровода 47

3.2.6. Подготовка кромок и сборка стыков 47

3.2.7. Технология сварки 48

3.2.8. Сборка трубопроводов механическими соединениями 49

3.2.9. Сборка труб в трассовых условиях. 51

3.2.10. Дефектоскопический контроль 56

3.2.11. Земляные работы 57

3.2.12 Изоляционные работы 59

3.2.13. Укладка трубопровода в траншею 61

3.2.14. Балластировка, закрепление трубопровода 65

3.2.15. Засыпка траншеи 68

3.2.16. Очистка полости, испытание и приемка в эксплуатацию промысловых трубопроводов 69

4. РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА, РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДА, РАСЧЕТА ОСНОВНОГО НАСОСА И ХАРАКТЕРА ТЕЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА 71

4.1. Гидравлический расчет трубопровода 71

4.1.1. Расчет параметров трубопровода 71

4.1.2. Расчет основного насоса 76

4.1.3. Характер течения 82

4.2. Материалы для строительства промыслового трубопровода 84

4.2.1. Марка стали 84

4.2.2. Изоляционные материалы 87

4.3. Расчет трубопровода на прочность и устойчивость 92

4.3.1.Расчетные характеристики материалов 92

4.3.4. Проверка прочности и устойчивости 97

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 108

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 108

5.2 Производственная безопасность 109

5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов..... 110

5.2.1.1. Повышенный уровень шума 110

5.2.1.2. Повышенный уровень общей вибрации 111

5.2.1.3. Недостаточная освещенность рабочей зоны..... 112

5.2.1.4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего. 112

5.2.1.5. Воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть) 113

5.2.1.6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо. 114

5.2.1.7. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 114

5.2.2. Экологическая безопасность..... 115

5.2.2.1. Защита селитебной зоны 115

5.2.2.2. Защита атмосферы 115

5.2.2.3. Защита гидросферы 116

5.2.2.4. Защита литосферы 116

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 116

5.4. Вывод по разделу 117

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ..... 119

6.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения..... 119

6.2. Анализ конкурентных технических решений..... 120

6.3. SWOT-анализ..... 122

6.4. Планирование научно-исследовательских работ 125

6.4.1. Структура работ в рамках научного исследования..... 125

6.4.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения 126

6.4.3. Бюджет научно-технического исследования 128

6.4.4. Расчет материальных затрат научно-технического исследования 129

6.4.5. Основная заработная плата исполнителей темы 130

6.4.6. Накладные расходы 132

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 136

Приложение 1 137

Приложение 3 138

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ 139

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

нефтегазопровод: нефтегазосборный трубопровод, транспортирующий нефть с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20ºС выше 0,2 Мпа и свободном состоянии;

балластировка трубопровода: установка на трубопроводе устройств, обеспечивающих его проектное положение на обводненных участках трассы;

испытание на прочность: испытание трубопроводов (труб, арматуры, соединительных деталей, узлов и оборудования) внутренним давлением, превышающим рабочее давление, устанавливаемое проектом, с целью подтверждения возможности эксплуатации объекта при рабочем давлении;

номинальный диаметр DN: параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей арматуры;

категория участка трубопровода: характеристика опасности участка трубопровода, классифицируемая в зависимости от показателей опасности транспортируемого продукта, технических характеристик трубопровода, антропогенной активности вблизи трубопровода и иных факторов риска;

трубопровод промысловый: трубопровод для транспортирования газообразных и жидких продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений, а также к объектам магистрального транспортирования нефти и газа; **устойчивость трубопровода**: свойство конструкции трубопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения;

ССЫЛКИ Нормативные ссылки. В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

7-ФЗ Об охране окружающей среды

ГОСТ Р 55990-2014 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования

ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент

ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия

ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.2.011-2012 ССБТ. Машины строительные, дорожные и землеройные. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

СП 25.13330.2012 Основания зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04-88

ВВЕДЕНИЕ

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой промышленности чрезвычайно высока. Он является одним из самых распространенных, высоконадежным, наиболее дешевым видом транспорта углеводородов от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Трубопроводы обеспечивают энергетическую безопасность страны, т.к. топливно-энергетический комплекс России представляет собой совокупность энергетических систем. Каждая из которых состоит из взаимосвязанных отдельных технологических процессов, управляемых и контролируемых человеком и предназначенных для транспорта, хранения, перевалки и распределения энергоресурсов: нефти, нефтепродуктов, газа и т.д. Рассматривая систему трубопроводного транспорта нефти (нефтеснабжения), следует отметить, что протяженность трубопроводных магистралей постоянно увеличивается, осуществляется модернизация и техническое перевооружение ранее построенных трубопроводов, внедряются современные средства связи и управления, совершенствуются технологии транспорта нефти и нефтепродуктов.

Ежегодно по промысловым трубопроводам отрасли перекачиваются сотни миллионов кубометров нефти, газа и технологических жидкостей.

Основные объемы добычи нефти и газа проходят на территории Западной Сибири, характеризующейся широким распространением торфяных и многолетнемерзлых грунтов. В связи с этим большое значение приобретают вопросы строительства промысловых сооружений в сложных природно-климатических и инженерно-геологических условиях. На нефтепромысловые трубопроводы приходится около 30% затрат в обустройстве месторождений, в связи с чем обеспечение высоких темпов строительства трубопроводов имеет первостепенное значение. Это возможно только на основе разработки и внедрения комплекса эффективных

технических, технологических и организационных мероприятий. При высоких темпах строительства необходимо обеспечение высокой надежности трубопроводных систем, которая зависит от большого числа взаимосвязанных факторов. Решение этой проблемы в настоящее время осуществляется на основе использования различных способов прокладки трубопроводов и их закрепления на проектных отметках от всплытия. По ним ведутся основные исследования и опытно-конструкторские работы, направленные на совершенствование способов прокладки трубопроводов, конструкций балластирующих грузов, анкерных устройств и другое.

На современном этапе при проектировании и строительстве систем трубопроводного транспорта нефти необходимо обеспечить техническую оснащенность в сочетании с передовыми технологиями, экологическую безопасность и экономическую эффективность, а также высокую надежность при эксплуатации нефтепроводов и хранилищ.

Цель выпускной квалификационной работы - исследование и теоретическое обоснование эффективных технологий проектирования и строительства трубопроводов в сложных природно-климатических и инженерно-геологических условиях.

Задачи работы: 1. Изучение нормативно-технической документации в области проектирования промысловых трубопроводов в условиях болот; 2. Проведение технологических расчетов для проектируемого трубопровода; 3. Обоснование технических решений по строительству промыслового трубопровода условиях болота III типа;

1. ПРОМЫСЛОВЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

1.1. Промысловые системы сбора и транспорта нефти и газа

Системы сбора и подготовки нефти и газа состоят из разветвленной сети трубопроводов, замерных установок, сепарационных пунктов, резервуарных парков, установок комплексной подготовки нефти, установок подготовки воды, насосных и компрессорных станций. Трубопроводы от скважин до замерных установок называют выкидными линиями. Иногда сбор безводной или обводненной нефти, легкой и тяжелой осуществляется по разным нефтесборным коллекторам, чтобы исключить их смешивание.

Выбор системы сбора определяется условиями добычи нефти и газа на данном месторождении – составом и физическими свойствами нефти, устьевым давлением и температурами, газовым фактором, сеткой расположения скважин, рельефом местности.

Система сбора нефти, газа и воды на нефтяных месторождениях – это совокупность трубопроводных коммуникаций и оборудования, предназначенных для сбора продукции отдельных скважин и доставки ее до пунктов подготовки нефти, газа и воды.

Универсальной системой сбора нефти, газа и воды, то есть такой, которую можно было бы эффективно применять на любом месторождении, не существует. Каждое месторождение имеет свои особенности, связанные с природно-климатическими условиями, размещением скважин, способами, объёмами добычи и физико-химическими свойствами нефти, газа и воды. Поэтому на каждом месторождении применяют такую систему сбора продукции скважин.

Продукция нефтяной скважин – смесь нефти, газа, воды и примесей. Для получения нефти и газа как отдельных продуктов используют различные схемы сбора и подготовки газа. Одна из распространенных схем – самотечная, сущность которой состоит в оборудовании каждой скважины или группы

скважин сепаратором и устройством для измерения дебита скважины. Разделение нефти и газа происходит при давлении 0,2-0,4 МПа. Жидкость насосами или самотеком направляется на промысловые сборные пункты и далее в головной товарный парк. Газ из сепараторов подают по газосборной линии на компрессорную станцию, а затем потребителям или на переработку.

В настоящее время нередко на сборных пунктах и компрессорных станциях осуществляют комплексную подготовку газа к транспорту и использованию. Она включает такие процессы, как борьбу с гидратообразованием, осушку, отбензинивание газа, очистку его от сероводорода и диоксидуглеродом.

Нефтяные месторождения отличаются следующими особенностями:

- высокие темпы добычи и обводненности нефти;
- заболоченность территории;
- кустовой способ бурения скважин;
- сравнительно невысокие давления на устье скважин;

Эти особенности обусловили принцип систем сбора продукции скважин, который состоит в следующем.

Продукция скважин поступает на групповую замерную установку (ГЗУ), которую монтируют непосредственно на кусте скважин. На ГЗУ периодически измеряют автоматически дебит каждой скважины. После ГЗУ продукция скважин по общему коллектору подается на сборный пункт. От ГЗУ до сборного пункта прокладывают два коллектора для раздельного сбора обводненной и безводной нефти. Сборные пункты функционально подразделяются на центральные сборные пункты (ЦПС), дожимные насосные станции (ДНС) и компрессорные сборные пункты (КСП).

На ЦПС сырая нефть проходит полный цикл обработки, включающей двух- или трехступенчатую сепарацию, обезвоживание и обессоливание. Нефтяной газ отделяемый от нефти при сепарации, подается на газоперерабатывающий завод (ГПЗ), а пластовая вода, отделяемая на установке подготовки нефти, входящей в состав ЦПС, проходит очистку на

очистных сооружениях, также входящих в состав ЦПС, и поступает в систему поддержания пластового давления (ППД).

Дожимные насосные станции (ДНС) предназначены для сообщения дополнительной энергии жидкой продукции скважин, чтобы подать ее на ЦПС. На ДНС проводят первую ступень сепарации при давлении 0,3-0,8МПа, после чего жидкость поступает на прием насосов. Отделившийся нефтяной газ под собственным давлением поступает на ГПЗ.

Комплексные сборные пункты отличаются от ДНС тем, что на них ведут не только первую ступень сепарации, но и обезвоживание нефти.

По газосборному коллектору газ поступает на газораспределительную станции (ГРС). Последняя служит для очистки газа от механических примесей и конденсата, а также для распределения газа по магистральным газопроводам, идущим к потребителям. Доочистка газа проводится в сепараторах, рассчитанных на давление 4,8 МПа. Давление и уровень в сепараторах регулируются с помощью штуцеров. Очищенный газ поступает на гребенку для распределения и направления по газопроводам потребителям. Газоконденсат от трапных парков и из сепараторов ГРС по специальным конденсатопроводам под собственным давлением направляется на сборный пункт промысла. Конденсатопровода проложены из труб диаметром 102мм. На сборном пункте промысла производятся сепарация растворенного и окклюдированного газа, сбор жидкой продукции и перекачка его в резервуары.

В настоящее время на большинстве нефтяных месторождений внедрены герметизированные системы сбора нефти и газа, в основу которых заложены следующие принципы:

- максимальное использование пластовой энергии или давления, создаваемого скважинными насосами, для сбора и транспорта продукции скважин;
- совместный транспорт продукции скважин (нефти, газа) на максимально возможные расстояния по одно трубе;

- ступенчатая сепарация нефти и газа с последующим транспортом газа по возможности без применения компрессоров;
- обеспечение герметичности на всем пути движения продукции скважин;
- максимальная централизация объектов и уменьшение их числа с целью упрощения и удешевления строительства и обслуживания.

Эти установки обеспечивают переключение скважин на замер, измерение дебитов скважин по поступлению продукции, а также автоматическую блокировку скважин при аварийной ситуации.

Принцип действия всех групповых замерных установок, по существу, идентичный. Установки различаются по следующим показателям:

- рабочее давление;
- число подключаемых скважин;
- максимальные измеряемые дебиты скважин;
- числа измеряемых параметров (только дебит по жидкости или также по воде и газу);
- номенклатура и компоновка применяемого оборудования и приборов.

1.2. Состав промысловых трубопроводов

Трубопроводы, транспортирующие продукцию скважин на площадях месторождений, делятся:

- по назначению – на нефтепроводы, газопроводы, нефтегазопроводы, нефтегазоводопроводы, водопроводы;
- по напору – на напорные и безнапорные;
- по рабочему давлению – трубопроводы высокого (6,4 МПа и выше), среднего (1,6МПа), и низкого (0,6МПа) давления;
- по способу прокладки – на подземные, наземные и подводные;
- по функции – на выкидные линии, идущие от устьев скважин до групповой замерной установки; нефтяные, газовые, водяные и нефтегазоводяные сборные коллекторы, товарные нефтепроводы;

- по гидравлической схеме работы - простые трубопроводы, без ответвлений, и сложные трубопроводы с ответвлениями, к которым относятся такие замкнутые (кольцевые) трубопроводы.

1.3. Отличительные особенности сооружений линейных трубопроводных систем на промыслах

Основными особенностями сооружения промысловых трубопроводов в условиях Западной Сибири являются:

- геологическая сложность инженерного освоения трасс;
- прокладка в одном коридоре трубопроводов различного назначения;
- инженерная сложность сетевой прокладки;
- применение тяжелой базы механизации для строительства трубопроводов малого диаметра (57-189мм).

При комплексном проявлений этих особенностей трудность их учета в применяемых решениях многократно увеличивается.

По данным Ленинградского Государственного гидрогеологического института на 80% территория Западно-Сибирского нефтегазового региона из-за высокого уровня грунтовых вод, сезонных паводков и сглаженного рельефа без выраженных линий стоков способы технической мелиорации непригодны. Поэтому при выборе решений по прокладке трубопроводов исходили из возможности использования несущей способности слабых грунтов всех типов, встречающихся в этом районе.

Прокладка технологических трубопроводов в одном коридоре значительно осложняется тем, что в зависимости от назначения трубопроводов глубина их заложения колеблется от 0,6 до 0,4 м.

Объемы строительства промысловых трубопроводов различного назначения изменяются. Так, в 1985г. на многих месторождениях объемы строительства промысловых трубопроводов так называемого обеспечивающего характера достигли объемов сооружения трубопроводов для перекачки нефти и газа. Причем водоводы для поддержания пластового

давления и газлифтные трубопроводы с максимальным диаметром 273-325 мм эксплуатируются при давлении 2,25▪107 и 1,1▪107Па, соответственно.

Изменение первоначального положения трубопроводов в коридорах коммуникации вследствие перекустовывания скважин, расширения месторождений по очередям строительства и других факторов постепенно привело к сетевому характеру строительства промысловых трубопроводных линейных систем.

Фактически на 1-2 км трубопроводов приходится одно пересечение. Практическая производительность производственных потоков при сооружении промысловых трубопроводов оказалась почти равной производительности при прокладке магистральных трубопроводов диаметров 1020-1220мм. Это в первую очередь объясняется тем, что для сооружения промысловых трубопроводов малого диаметра приходится применять те же строительные машины, что и для трубопроводов большого диаметра.

В этих условиях возникает необходимость в сооружении одинаковых по грузоподъемности вдоль трассовых дорог, переправ и выполнения значительных объемов земляных работ, а также перевозок и т.д.

В результате соотношения стоимости основных работ к сопутствующим (строительство временных зданий и сооружений, вдоль трассовых проездов и т.д.) для трубопроводов большого диаметра составляет (0,7-0,8)/(0,2-0,3), а для промысловых трубопроводов малого диаметра оно равно 0,5/0,5, а при летнем строительстве может достигнуть 0,3/0,7.

2. АНАЛИЗ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ, ПРАКТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ РАБОТ В ОБЛАСТИ ПРОКЛАДКИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ

В течениt многолетнего опыта строительства был проведен большой объем теоретических, практических и экспериментальных работ в области прокладки промысловых трубопроводов в сложных условиях.

В результате решены следующие вопросы по их строительству и проектированию.

1. На базе теоретических и экспериментальных исследований работы торфяных и многолетнемерзлых грунтов под нагрузкой от трубопровода разработаны их классификации с точки зрения выбора способа прокладки трубопровода при проектировании, которые позволяют выбрать оптимальное решение.

2. На основе теории и анализа практического применения различных способов прокладки трубопроводов, условий их работы на нефтяных месторождениях Западной Сибири разработано новые способы прокладки промысловых трубопроводов:

- С максимальным использованием несущей способности торфяных и оттаивающих многолетнемерзлых грунтов;
- Самопогружение с оттаивающей поверхности (льда, сплавины, т.е. плавающего растительного слоя) с фиксацией на проектных отметках поплавковым или свайными опорами с подвижным ригелем;
- С контролем и регулированием осадки и напряженно—деформированного состояния (НДС) трубопровода в переходной зоне от более прочного грунта к менее прочному;
- Открыто или в теплоизлоляционном конверте с компенсирующими участками;

- С совмещением в теле автодорог на болотах и пойменных участках, с теплоизоляционном экраном – в многолетнемерзлых грунтах;
- С переходами строящихся автодорог через действующие промысловые трубопроводы.

3. На основании теоретических и экспериментальных исследований по изучению работы грунтовой засыпки над трубопроводом разработаны способы обеспечения стабилизации его положения на проектных отметках от всплытия:

- С закреплением мелкозаглубленными анкерными устройствами;
- С усилением несущей способности грунтовой засыпки геотекстильным материалом;
- С использованием анкерных устройств из гибких лент;

4. Разработаны способы строительства трубопроводов с использованием конверсионных технологий, предусматривающих применение:

- Выстреливаемых и взрывных анкеров для закрепления трубопроводов от всплытия;
- Самоустанавливающихся взрывных анкеров для многолетнемерзлых грунтов;
- Энергии взрыва для разработки траншеи, укладки и засыпки трубопроводов;
- Реактивных твердотопливных двигателей для прокладки трубопроводов через непроходимые участки.

Проведенные исследования по взаимодействию трубопровода, анкеров, обычной и усиленной геотекстильным материалом грунтовой засыпки на торфяных и многолетнемерзлых грунтах позволили получить исходные данные для расчетов и разработать методики определения НДС трубопроводов, несущей способности анкеров, удерживающей способности засыпки для использования при проектировании промысловых трубопроводов. Рассмотрим более детально данные вопросы. Накопленный

опыт строительства промысловых трубопроводов показал, что при выборе способа их прокладки необходимо максимально использовать несущую способность торфяного грунта и оттаивающего многолетнемерзлого грунта. Особую сложность с точки зрения надежности трубопровода представляют переходные зоны от одного вида грунта к другому. На основе выполненного анализа установлена невозможность выбора конкретного способа прокладки и закрепления от всплытия трубопроводов в районах сплошной заболоченности и прерывистого распространения многолетнемерзлых грунтов.

В связи с постоянно чередующимся ландшафтов болотных массивов и территорий с многолетнемерзлыми грунтами, возникает необходимость применения комплексной схемы прокладки промысловых трубопроводов с использованием подземного и наземного заложения, различных способов балластировки и закрепления от всплытия. Для установления категории трубопровода, принятия конструктивного решения по классификационный признак, как допускаемое удельное давление, не позволял рассчитывать величину осадки и напряженного состояния трубопровода на болоте. Дополненная классификация торфяных оснований по условиям прокладки промысловых трубопроводов основана на возможности использования несущей способности торфа как основания и позволяет выбирать конструктивные решения.

В основу классификации торфяных грунтов положено численное значение предельного сопротивления сдвигу τ и модуля общей деформации E_o. Классификация торфяных оснований по условиям прокладки трубопроводов и определения параметра позволяют объективно оценивать торфяную залежь по всей длине трубопровода и принимать наиболее рациональное конструктивное решение по его прокладке. Опыт трубопроводного строительства, а также результаты полевых изысканий показали, что в болотных комплексах можно выделить участки с различными условиями проходимости строительной техники. В результате выполненных

исследований с участием Ленинградского гидрогеологического института были определены прочностные характеристики болот районов нефтяных месторождений по микроландшафтам, а также составлена дополненная и уточненная классификация по проходимости строительной техники. В основу классификации также положено значение, определяемое при изысканиях.

По данным исследований реальных условий работы промысловых трубопроводов на болотах и экспериментов по определению взаимодействия трубопровода уточнены границы применения подземной прокладки трубопроводов и наземной прокладки с обвалованием. В результате изучения прочностных свойств поверхностного растительного слоя, а также сплавины был предложен и изучен способ открытой прокладки промысловых трубопроводов на слабонесущих болотах. Толщина сплавины при поверхностной прокладке трубопровода должна быть не менее двух диаметров трубопровода. Особую сложность представляют участки болот и внутриболотных озер, подстилаемых слабым торфом. Для таких участков на основании опыта проектирования и строительства трубопроводов, а также анализа специфики болот Западной Сибири были разработаны специальные способы прокладки:

- Самопогружением с замерзшей поверхности болота или озера на дно, сложенное несущим грунтом, или частичной опорой на него;
- С фиксацией положения на проектных отметках с помощью поплавковых или свайных опор с подвижным ригелем;
- Совмещение прокладки трубопроводов с автомобильной дорогой в откосной ее части;

Способ прокладки трубопровода самопогружением на участках со слабой несущей способностью торфа и внутриболотных озерах был предложен и экспериментально проверен впервые при обустройстве Самотлорского нефтяного месторождения. Трубопровод в зимних условиях укладывается на замерзшую поверхность болот или озера и по мере

оттаивания погружается под действием собственного веса, весом заполняющего продукта или пригрузов. На участках небольшой протяженности трубопровод после самопогружения работает по схеме балки или провисающей нити, погруженной в воду, слой слабого торфа или же опирающейся на упругое основание.

При значительной протяженности слабонесущих участков положение трубопровода на проектных отметках фиксируется с помощью поплавковых или свайных опор с подвижным ригелем. Поплавковые опоры фиксируют положение трубопровода за счет выталкивающей силы поплавка при отрицательной плавучести и за счет массы опоры при положительной, причем допускается одновременный монтаж трубопровода с различной плавучестью. При прокладке на свайных опорах после погружения трубопровода и фиксации ригеля при положительной плавучести они работают как анкеры.

Совмещенный способ прокладки заключается в строительстве трубопровода в откосной части автомобильной дороги на расстоянии не менее 1 м от проезжей части. Глубина заложения принимается равной не менее 1,2м от верхней образующей. Формирование коридора коммуникаций в насыпи автомобильной дороги предусматривает обычно прокладку линий связи, телемеханики, электропередач с противоположной трубопроводам стороны. При возведении земляного полотна гидромеханизированным способом и создании волноустойчивых откосов применение этого способа значительно упрощается. Возможность использовать данных способов прокладки промысловых трубопроводов при проектировании была регламентирована ВСН51-3-85/2.38-85 «Проектирование промысловых стальных трубопроводов».

Большинство предложенных способов прокладки промысловых трубопроводов было применено в проектах обустройства нефтяных месторождений в зоне островного распространения многолетнемерзлых пород. Одновременно рассматривались условия работы промысловых

трубопроводов при всплытии. На основе экспериментальных исследований по изучению сопротивления торфяного грунта вертикальным перемещениям, получены эмпирические зависимости между нагрузкой на трубу и перемещениями. С учетом особенностей верховых болот, сложенных растительными остатками низкой степени разложения со значительной прочностью на разрыв были предложены способы закрепления трубопроводов на глубоких (более 3 м) болотах, винтовыми анкерами с расширенной лопастью и поворотными анкерами. С учетом проведенных исследований были разработаны способы закрепления трубопроводов от всплытия с применением геотекстильных материалов.

Результаты исследований взаимодействия трубопровода с торфяным грунтом, усиленным геотекстилем, и трубопровода, закрепленного на проектных отметках гибкими лентами, позволили разработать методики расчета данных методов закрепления. Методики расчета трубопроводов, прокладываемых на болотах по предложенным выше схемам с учетов взаимодействия трубопровода с торфяным грунтом, дают более точные результаты.

Расчет трубопроводов на болотах. В расчетах трубопроводов на прочность, как в однородных, так и в неоднородных при усадке грунтах, часто применяют схемы балок на упругом винклеровском основании. Наблюдения за трубопроводами, проложенными на болотах, дающих осадку, показали, что значительные перегибы возникают из-за неоднородности грунтов по трассе. Поэтому при определении напряженного состояния трубопровода необходимо рассматривать такие расчетные модели, которые позволяют учитывать изменчивость деформационных свойств грунтов. Установлено, что вдоль трассы можно выделить участки грунтов с постоянным коэффициентом жесткости, поэтому расчетную схему трубопровода можно представить в виде балки с нагрузкой на винклеровском основании переменной жесткости, изменяющейся по «ступенчатому» закону. Рассчитать такие трубопроводы можно на основе метода перемещений.

Определение дополнительных напряжений, возникающих при осадке, сводится к расчету изгибающих моментов в сечениях трубопровода.

Расчеты способа прокладки трубопроводов открыто с самокомпенсацией деформаций. Опыт строительства промысловых трубопроводов в Западной Сибири показал, что одним из эффективных способов прокладки может быть открытая наземная прокладка трубопроводов, при которой продольные деформации компенсируются за счет упругоискривленных контуров. В процессе эксплуатации наземного трубопровода происходит деформация такого контура. Расчет последнего можно выполнить с помощью энергетического метода. Иногда трубопровод прокладывается в теплоизоляции или конверте из нетканого синтетического материала.

Расчет переходов автомобильных дорог через трубопроводы. Исследования напряженного состояния промысловых трубопроводов под автомобильными дорогами и экспериментальные работы по проектированию и строительству автодорог на болотах позволили разработать предлагаемую последовательность этапов решения поставленной задачи. Задается конструкция земляного полотна: массивная песчаная насыпь или облегченная с торфом в основании насыпи. Затем определяется конечная осадка земляного полотна на основе, разработанной региональной дорожно-строительной типизации торфяных грунтов, где в качестве определяющего показателя принимается сопротивление торфа сдвигу, измеряемое в полевых условиях по сдвигомеру – крыльчатке. Исследования позволили выделить три одинаковых по условиям сжимаемости в основании дорожной конструкции инженерно-геологических горизонта, характеризующихся расчетными компрессионными кривыми. Конечную осадку земляного полотна можно определить аналитическим или графическим методом. Трубопровод рассматривают как балку на основании винклеровского типа и прочность трубопровода на перехода с автодорогой проверяют в соответствии с формулами СНиПа. При превышении напряжений

допустимой величины рассматривается вопрос их уменьшения с помощью разработанного метода отсыпки пригрузочных банкетов или устройства облегченного земляного полотна. Если также возникают недопустимые напряжения, то решается вопрос о перетрассировке дороги либо о проектировании автокадного перехода. Данная методика реализована в нормативных документах.

Расчет подъема трубопровода при проведении – ремонтных работ без вскрытия траншеи. При проведении ремонтных работ в летнее время возникает необходимость подъема промыслового трубопровода на поверхность для наложения муфты или врезки катушки. Данные работы могут быть быстро выполнены при подъеме трубопровода на поверхность болота без вскрытия траншеи с использованием грузоподъемных механизмов на болотном ходу или специальных инвентарных грузоподъемных устройств на понтонах. Основными нагрузками, действующими на трубопровод при таком подъеме является собственный вес трубы, выталкивающая сила, вес продукта, усилие подъема, сопротивление трубы вертикальным перемещениям. Теоретические исследования напряженного состояния трубопровода при подъеме по предложенному способу позволили разработать методику расчета. Проверка полученных зависимостей была выполнена экспериментально при подъеме трубопровода диаметром 114мм. Сравнение расчетных и экспериментальных данных показало их достаточно хорошую сходимость.

Определение напряженного состояния трубопровода по его пространственному положению. Проведенные исследования позволили рекомендовать определение напряженного состояния трубопроводов по результатам разовых замеров методом регуляризации Тихонова, а по результатам многократных замеров методом сглаживающих сплайнов. Изложенные выше способы прокладки трубопроводов и их закрепления от всплытия позволяют решать задачи, возникающие при проектировании и строительстве промысловых трубопроводов в сложных условиях. В

результате исследований возможности использования конверсионных технологий в области строительства трубопроводов были разработаны новые способы закрепления и прокладки трубопроводов.

Исследование возможности применения артиллерийских систем для погружения анкеров. Проведенные исследования показали, что для закрепления трубопроводов на проектных отметках могут использоваться артиллерийские орудия и выстреливаемые анкера. Были разработаны конструкции установок погружения на основе различных орудий, а также различные типы выстреливаемых анкеров и технологий их погружения.

3. ТЕХНОЛОГИЯ СООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА БОЛОТАХ

Строительство промысловых трубопроводов обладает одной важной особенностью – местность вдоль трассы трубопровода отличается разнообразием и изменчивостью характеристик (топографических, ландшафтных, грунтовых, гидрогеологических, климатических), что требует применение различных технологических схем и технологий строительства. Строительство трубопроводов на болотах имеет существенное отличие от строительства на равнине, сложенной плотными грунтами, только в период, когда поверхность болота не промерзла на глубину, обеспечивающую нормальную работу механизированных колонн.

Поэтому технологию строительства на болотах необходимо рассматривать для двух состояний болот – промерзшего и талого. Каждое из этих состояний требует применение особой технологии строительства, специальной техники, без применения которой строительство становится если невозможным, то совершенно нетехнологичным.

3.1. Технологические схемы

Технологические операции, выполняемые при строительстве трубопроводов на болотах, приведены на рис.1. Схема содержит укрупненные операции, некоторые из которых могут выполняться в едином комплексе. Так работы по сварке, изоляции и укладке объединяются в одну или две операции (одновременно осуществляется изоляция и укладка). Если траншея устраивается с плавсредств, а укладка ведется методом сплава, то подготовка трассы не производится. Рассмотрим виды работ, составляющих укрупненные операции.

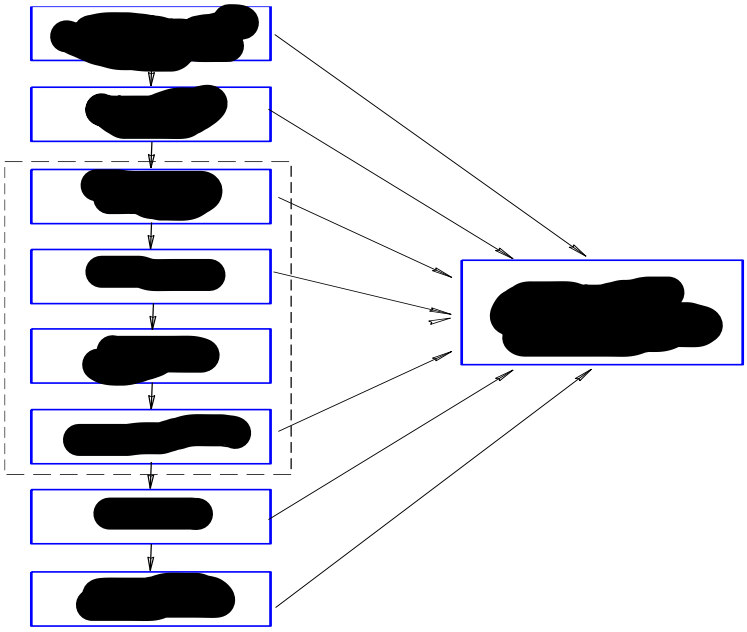

Рис. 1. Структурная схема строительства трубопровода на болоте

Подготовка трассы может быть выполнена в зависимости от состояния болота (мерзлое, талое) по рис. 2. В зависимости от типа болота, его естественного состояния и других факторов при подготовке трассы выполняется одна из операций схемы. Выемка торфа проводится в тех случаях, когда работы принято вести по минеральному грунту. Торф убирается на всю глубину болота (рис. 3а.) бульдозером, экскаватором или землеройным устройством, установленным на плавсредстве.

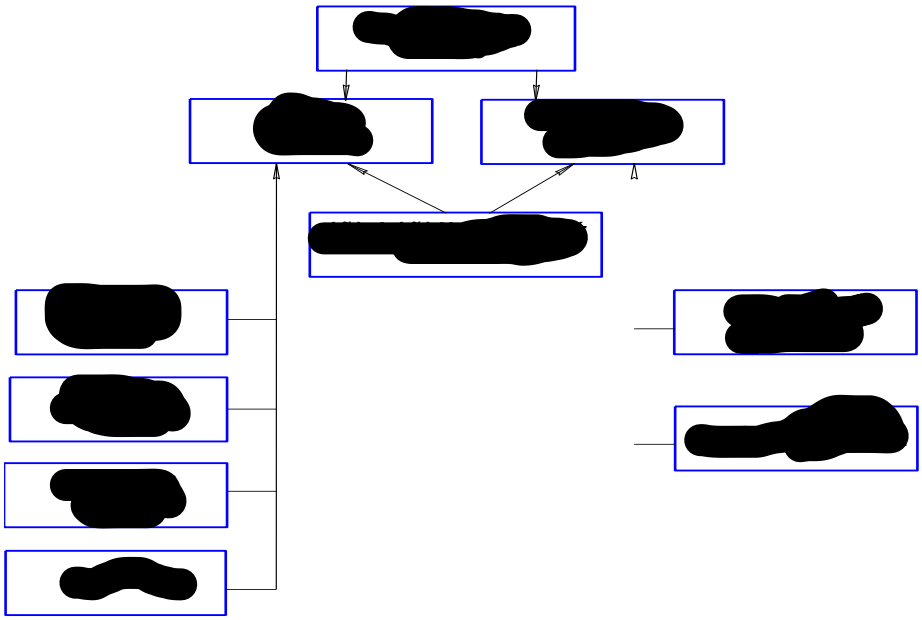

Рис. 2. Схема подготовки трассы

Отсыпка песка производится при большой глубине болота. При этом отсыпается массивная песчаная подушка (рис. 3в.). Отсыпка песка производится с берега болота автосамосвалами или гидронамывом. Песчаные сваи (рис. 3б.) устраивают с целью уменьшения количества песка по сравнению со схемой рис. 3в.

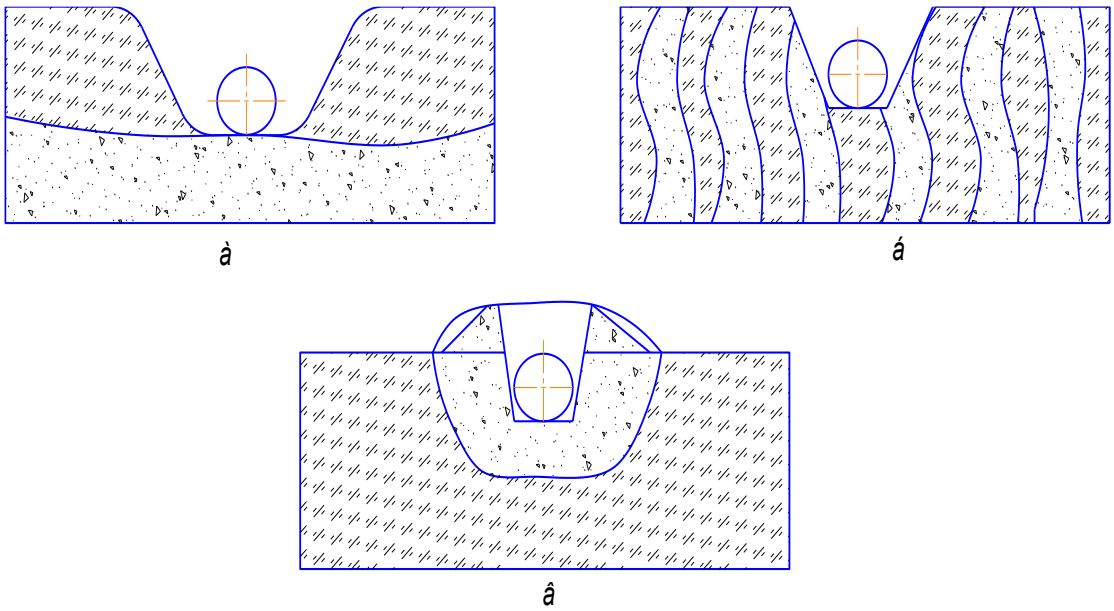

Рис. 3. Схема подготовки трассы в талом грунте

а – торф убирается на всю глубину; б - песчаные сваи; в – массивная песчаная подушка.

Осушение проводят с помощью водоотводных дренажных канав. Эта операция может быть эффективна только на болотах верхового типа.

Промораживание осуществляется в тех случаях, когда необходимо как можно быстрее проморозит болото. Достигается это снятием снежного покрова с поверхности болота легкими бульдозерами со специальными отвалами. Выпускать на промороженное болото механизированную колонну можно только убедившись в достаточной прочности промерзшего грунта.

Устройство лежневой дороги осуществляется как на талом, так и промерзшем болоте для прохождения тяжелых строительных машин. На устройство лежневой дороги требуется 1500м^3 на 1 км дороги.

Земляные работы могут выполняться по технологической схеме рис. 4. Разработка траншеи производится бульдозером или экскаватором, также

устройство траншеи может производиться взрывом (при относительно небольшой ширине труднопроходимого болота глубиной до 2-3 метра).

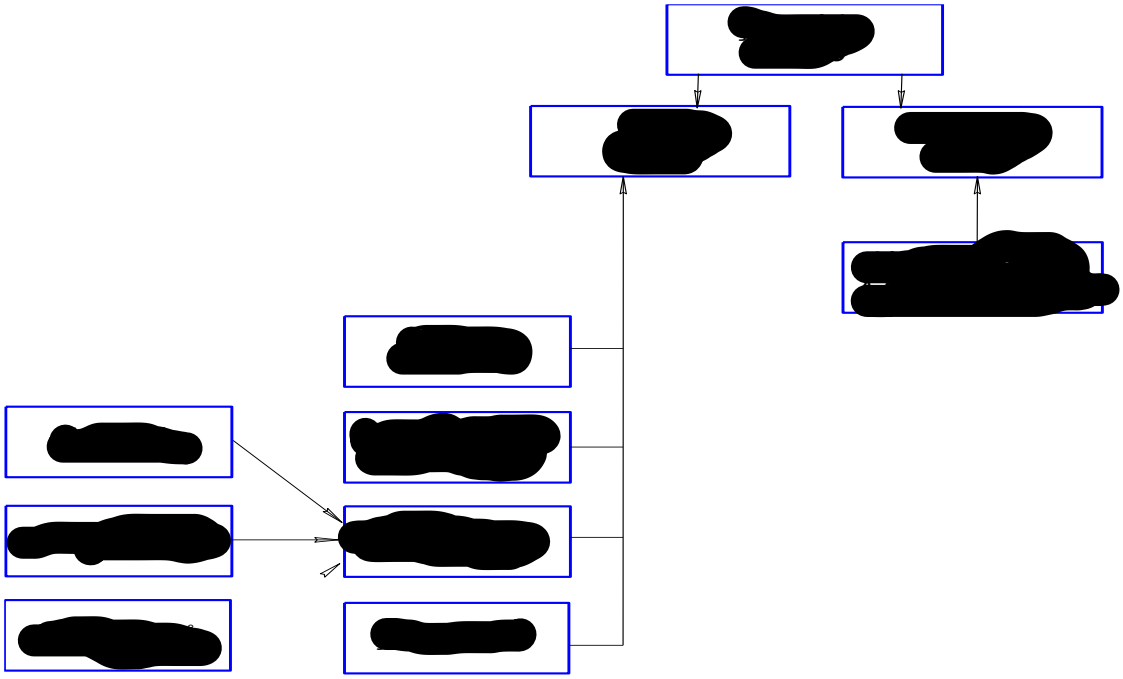

Рис. 4. Схема земляных работ

<u>Укладка</u> является наиболее разветвленной технологической операцией и может выполняться по одному из приведенных вариантов рис. 5. Укладка может производиться как оснащенного балластом трубопровода, так и не балластированного.

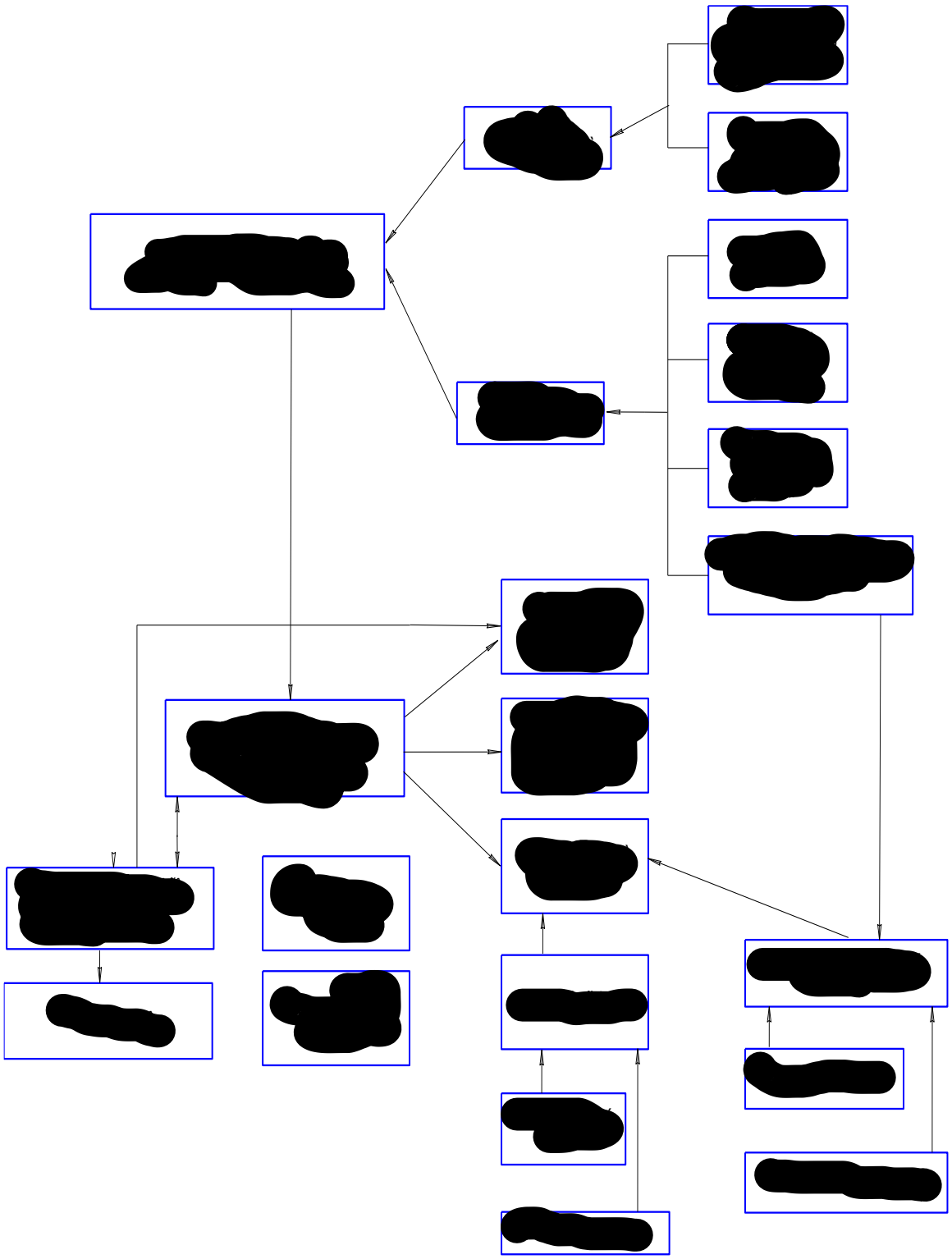

Рис. 5. Структурная схема сварки, изоляции и укладки трубопровода

3.2. Последовательность работ

3.2.1. Подготовительные работы

Подготовительные работы в зависимости от места их выполнения при строительстве промысловых трубопроводов разделяют на трассовые и внетрассовые.

Внетрассовые подготовительные работы предусматривают устройство вертолетных площадок и причалов, обустройство временных жилых городков, строительство временных дорог, монтаж сварочно-изоляционных баз и ремонтных мастерских, создание текущих, страховых и сезонных запасов труб и других материалов, а также выполнение работ в базовых условиях.

Сварочные изоляционные базы располагаются вблизи пунктов разгрузки труб, а при наличии ограничений по вывозке секций – непосредственно по трассе.

Для транспортировки материалов используется преимущественно дорожная сеть, а в необходимых случаях строятся временные дороги, а в зимний период оборудуются зимние и ледовые дороги.

Подготовительные работы, выполняемые в базовых условиях, включают следующие работы:

- Сварку труб в секции на трубосварочных базах и заготовку крановых узлов;
- Изоляцию труб, секций, трубной арматуры и деталей;
- Гидро- и теплоизоляцию одиночных труб, секций труб, криволинейных вставок, фитингов, деталей крановых узлов и т.п.;
- Холодное гнутье труб, изготовление укрупненных конструкций, трубных блоков, спайных опор, ригелей, вмораживаемых анкеров, балластных конструкций и т.п.;

Трассовые подготовительные работы включают в себя:

- Разбивку и закрепление пикетажа, детальную геодезическую разбивку горизонтальных и вертикальных углов поворота, разметку строительной

полосы, выноску пикетов за ее пределы (начальные, промежуточные и конечные пикеты). Разбивочные работы выполняются после расчистки строительной полосы от леса и кустарников, валунов, сноса неиспользуемых в процессе строительства, имеющихся строений;

- Расчистку строительной полосы от леса и кустарника. Деревья ценных пород при расчистки строительной полосы переживают, остальные деревья спиливаются с последующей корчевкой пней;
- Снятие плодородного слоя земли на строительной площадке до начала основных земляных работ. Плодородный слой снимают в размерах, установленных проектом рекультивации и укладывают в отвалы для использования его в последующем при восстановлении нарушенных сельскохозяйственных земель;
- Планировку строительной полосы, уборку валунов и камней;
- Осушение строительной полосы, ее промораживание или защиту от промерзания в зависимости от грунтовых условий. Осушение производят путем устройства боковых, отводных, нагорных и дренажных канав;
- Строительство временных дорог и технологических проездов. Для минимизации масштабов лесорубки максимально используются лесовозные дороги и просеки;
- Устройство защитных ограждений, обеспечивающих безопасность производства работ;

В стадии подготовительных работ заказчик создает геодезическую разбивочную основу для строительства и не менее чем за 10 дней до начала строительно-монтажных работ передает подрядчику техническую документацию на нее и на закрепленные на трассе строительства трубопровода пункты и знаки этой основы, в том числе:

- Знаки закрепления углов поворота трассы;
- Створные знаки углов поворота трассы в количестве не менее двух на каждое направление угла в пределах видимости;

- Створные знаки на прямолинейных участках трассы, установленные попарно в пределах видимости, но не реже чем через 1 км;
- Створные знаки на прямолинейных участках трассы на переходах через реки, овраги, дороги и другие естественные и искусственные препятствия в количестве не менее двух с каждой стороны перехода в пределах видимости;
- Высотные реперы, установленные не реже чем через 5км вдоль трассы, кроме устанавливаемых на переходах через водные преграды (на обоих берегах);
- Пояснительную записку, абрисы расположения знаков и их чертежи;
- Каталоги координат и отметок пунктов геодезической основы.
- Перед началом строительства генподрядная строительная монтажная организация выполняет на трассе следующие работы:
- Проводить контроль геодезической разбивочной основы;
- Устанавливают дополнительные знаки (вехи, столбы и др.) по границам оси трассы и по границам строительной полосы;
- Выносит в натуру горизонтальные кривые естественного (упругого) изгиба через 10м, а искусственного изгиба – через 2 м;
- Разбивает пикетаж по всей трассе и в ее характерных точках (в начале, середине и конце кривых, в местах пересечения трасс с подземными коммуникациями). Створы разбиваемых точек закрепляют знаками, как правило, вне зоны строительно-монтажных работ, а также устанавливают дополнительные реперы через 2 км по трассе.

Расчистку трассы под многониточные трубопроводы при одновременном их строительстве на обводненных и заболоченных участках выполняют на полную проектную ширину коридора.

Тип, конструкцию и ширину проезжей части временных проездов выбирают в зависимости от диаметров трубопроводов, количество одновременно укладываемых ниток, способов прокладки трубопроводов с учетом сезонности производства строительно-монтажных работ, несущей

способности и естественного основания, наличие местных дорожно-строительных материалов.

Подготовительные работы в условиях болот немного отличаются от нормальных условий и зависят:

- Во-первых, от технологии прокладки:
  - ✓ С бровки траншеи;
  - ✓ Методом сплава по траншее, заполненной водой;
  - ✓ Метом протаскивания по траншеи;
- Во-вторых, от сезона строительства трубопровода:
  - ✓ Летний;
  - ✓ Зимний;

Подготовка ***строительной полосы на болотах при прокладке трубопровода*** с бровки траншеи при неразложившимся торфе как в летний, так и в зимний период обеспечивается сооружением временной технологический дороги (лежневого типа) для работы сварочно-монтажных бригад и прохода изоляционно-укладочной колонны. При полностью разложившимся торфе в зимнее время сооружают временную технологическую дорогу путем промораживания болотного грунта при неоднократном его проходе-проминании последовательно: трелевочным трактором, болотным трактором, трактором на одинарном ходу, трубоукладчиком, гусеничным транспортером.

Для подготовки строительной полосы на болотах при прокладке трубопровода методом сплава или протаскивания (летний сезон болот) на берегу болота располагают монтажно-сварочно-изоляционную базу и устраивают проход по болоту экскаватора на пене-волокуше или выполняют мероприятия по подготовке взрыва удлиненными или сосредоточенными зарядами для образования траншеи-канала.

3.2.2. Устройство лежневых или временных дорог

Конструкция, параметры временных дорог и технологических проездов определяют рабочей проектной документацией и проектом производства работ (ППР).

Перед началом строительства дорог проводят обследование трассы и прилегающей местности визуально и инструментальными способами с целью определения гидрогеологических характеристик грунтов, типа и протяженности болот и заболоченных участков, участков, имеющих льдонасыщенные грунты и ледяные линзы, глубины оттаивания грунтов, размеров ореола оттаивания грунта, ширины зеркала воды на переходах малые водные преграды и прочее.

Основными конструкциями временных дорог являются:

- грунтове дороги без покрытия;
- дороги с покрытием;
- гравийные;
- дерево-грунтовые;
- дороги со сборно-разборным покрытием из железобетонных плит.

Временные дороги устраивают однополосные с уширениями в местах разворотов, поворотов и разъездов. На прямых участках трассы разъезды устраивают на расстоянии не более 500-600 м один от другого. При сооружении временных дорог на слабых грунтах необходимо соблюдать требования Инструкции по строительству временных дорог для трубопроводного строительства в сложных условиях. Параметры дорог назначаются в зависимости от габаритов используемых транспортных средств и строительной техники, интенсивности и объема грузоперевозок, срока службы дорог, местных условий.

Технологические проезды

Деревогрунтовые дороги используют в основном в качестве технологических дорог при строительстве трубопроводов на обводненных участках трассы и болотах I и II типов, а также в качестве временных дорог.

Технологические проезды служат для выполнения на трассе строительно – монтажных операций, а также подвоза труб, балластных грузов и других конструкций.

Технологические проезды бывают:

- лежневые;деревогрунтовые;
- полимерногрунтовые;
- промороженные на нулевых отметках.

В состав работ при устройстве проезда входят:

- Укладка хворостяной выстилки двумя слоями с проминкой ее гусеницами трелевочного трактора за 10 ходов;
- Общая толщина хворостяной выстилки после уплотнения составляет 0,20-0,30 м;
- Укладка продольных лежней;
- Укладка поперечного настила (лаг);
- Укладка прижимных (отбойных бревен);
- Завивка скоб для связки отбойных бревен и крепление их скрутками с крайними продольными лежнями;
- Разравнивание бульдозерам защитного слоя грунта (минеральный дренирующий грунт) толщиной 0,20-0,25 м.

При устройстве технологического проезда защитный слой грунта может не применяется.

Для устройства лежневых проездов используется строительный материал и порубочные остатки, полученные при расчистке полосы строительства от леса.

Минеральный дренирующий грунт для отсыпки доставляется из ближайшего карьера, который определяется проектом. На использование карьера должно быть получено соответствующие разрешение.

Выполнению работ по сооружению проездов лежневого типа предшествует комплекс организационно – подготовительных мероприятий и других работ.

- Назначение лиц, ответственных за качественное и безопасное производство работ;
- Обозначение на местности колышками или вехами проектных осей трубопроводов и ближайших к ним кромок настила сооружаемой лежневой дороги;
- Подготовка вдоль трассового проезда до заболоченной местности или отдельного заезда с существующих дорог на трассу к участку работ;
- Доставка к месту работ и укладка в штабеля по сортаменту лесоматериала;
- Доставка к месту работ машин, инструмента и инвентаря;
- Подготовка проволоки для скруток, скрепляющие деревянные элементы дороги (отжечь и разрезать на 2-х метровые отрезки);
- Инструктаж рабочих на рабочем месте по охране и безопасности труда.

Фото технологического проезда лежневого типа (рис. 10.).

ВАРИАНТ 1

Сооружение лежневого проезда ведут методом наращивания с подвозом лесоматериалов трелевочными тракторами по готовому настилу проезда. Работы выполняют захватками, равными по длине шагу продольных лежней.

ВАРИАНТ 2

Цикл работ на захвате начинается с устройства подстилающего слоя основания лежневого проезда.

Рис.10.Технологический проезд лежневого типа

Потребность в машинах и механизмах для устройства дорог на болотах I и II типов приведена в ***приложении 1.***

Контроль качества строительных лежневых дорог и проездов должен осуществляться в ходе выполнения работ и обеспечивать своевременное выявление дефектов и принятие мер по их устранению и предупреждению.

3.2.3 Техника

Работы на болотах следует производить только при наличии технологических карт на данную операцию, в которых устанавливается порядок выполнения операций, приводится потребность в приспособлениях, обеспечивающих безопасность работы, указываются места рабочих и необходимые средства защиты.

Технологическая последовательность операций должна быть такой, чтобы выполненная операция не являлась источникам производственной опасности при выполнении последующих.

Даты начала и конца прохода, проезда и производства строительных работ на болоте и на льду объявляются приказом.

Бесперебойная работа строительного отряда в указанных условиях достигается в том случае, если гарантирована проходимость строительной техники по слабой торфяной почве, исключающая аварийные ситуации для строительной техники и угрозу здоровью и жизни людей.

Для обеспечения гарантированной проходимости строительной техники по слабой торфяной толще по условиям техники безопасности работ до начала их производства необходимо:

- определить несущую способность торфяной залежи;
- назначить минимальную допустимую толщину промерзшего слоя, обеспечивающую безопасность прохода техники по торфяной залежи;
- установить продолжительность промораживания торфяной залежи на требуемую глубину;
- назначить допустимые удельные давления на грунт гусеничного трактора;

- установить допустимое время стоянки землеройной техники на одном месте при отрицательных температурах воздуха в соответствии с величиной коэффициента запаса прочности промерзшего болотного грунта.

По условиям техники безопасности работа землеройно-транспортной техники допускается на болотистых грунтах с несущей способностью, приведенной в таблице 22.

Нормированная толщина промерзшего слоя торфяной залежи, обеспечивающая проходимость строительной техники в зависимости от ее грузоподъемности, не должна быть меньше значений, приведенных в таблице 1. Данные таблицы следует использовать при разработке мероприятий по регулированию движения и усилению (в случае необходимости) несущей способности торфяной залежи, соответствующей массе тяжелых транспортных средств в процессе производства земляных работ.

Таблица 1

Тип машины	Наименьшая толщина промерзшего верхнего слоя болота, см, с растительностью	
	торфяной	моховой
Автомобиль с нагрузкой на ось до 7 тс, гусеничные машины или тракторы массой до 12 т	12-15	15-20
Автомобиль с нагрузкой на ось до 12 тс, гусеничные тягачи и тракторы массой до 25 т	15-20	25-30
Автомобиль с нагрузкой на ось свыше 12 тс, груженные автомобили с прицепом	25-30	35-48

Примечание. Минимальная толщина промерзания для торфяного грунта и тундрового мерзлого грунта, перемешанного с моховыми покрытиями, должна быть на 15-20 % больше приведенных.

Продолжительность промораживания торфяной залежи на требуемую глубину, время намораживания торфяных слоев и дата окончания работ по устройству промороженного основания могут быть определены расчетом в зависимости от температуры воздуха.

Для обеспечения беспрепятственного проезда машин следует учитывать допустимые давления для того или иного вида грунта с максимальным их превышением на 25-30 % (Таблица 2).

Таблица 2

Характеристика торфа	Влажность по к массе сухого торфа, %	Допустимое давление, МПа (кгс/см^2)
Очень плотный слабоувлажненный	200-400	0,060 (0,60)
Плотный среднеувлажненный	400-600	0,042 (0,42)
Рыхлый увлажненный	600-1000	0,033 (0,33)
Очень рыхлый сильноувлажненный, сапропель	1000-1500	0,015 (0,15)
Жидкий, сапропель	>1500	<0,007 (0,07)

Значения средних давлений для отдельных типов гусеничных машин не должны превышать норм, приведенных в таблице 3.

Таблица 3

Марка машины	Масса снаряженной машины, кг	Ширина звена гусеницы, мм	Опорная длина гусеницы, мм	Площадь опирания, см^2	Среднее удельное давление, МПа (кгс/см^2)
ДТ-54	5400	390	1795	14000	0,039(0,39)
Т-100	11400	500	2375	23750	0,048(0,48)
Т-140	15100	700	2570	36000	0,042(0,42)
ГАЗ-47	3750+1000^X	390	3630	28314	0,017(0,17)
АТЛ	6300+2000^X	314	3058	18910	0,034-0,047 (0,34-0,47)
ГТТ	8200+2000^X	540	4047	43686	0,020-0,024 (0,20-0,24)

Примечание. X – Масса машины в снаряженном состоянии + масса груза.

Практически можно считать, что тракторы и экскаваторы болотной модификации с давлением на грунт 0, 025 МПа (0, 25 кгс/см^2) могут работать с предусмотренной технологическими параметрами нагрузкой на осушенной болотной залежи; если залежь не осушена, то допустим лишь один проход.

Тракторы и экскаваторы общего назначения, имеющие давление на грунт около 0, 05 МПа (0, 5 кгс/см^2), для работы на поверхности слабого грунта непригодны.

Допустимое время стоянки на промороженном грунте не должно превышать значений, приведенных в таблице 4.

Таблица 4

Коэффициент запаса прочности X	Допустимое время стоянки, ч, при температуре воздуха, ° С			
	-5 и выше	от -5 до -10	от -10 до -15	ниже -15
1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
1,2	0,0	0,1	0,2	0,5
1,3	0,1	0,5	2,0	4,0
1,4	0,3	2,4	8,0	20,0
1,5	1,0	7,0	24,0	24,0
1,6	2,0	18,0	-	-
1,7	5,0	24,0	-	-
2,0	24,0	-	-	-

Примечание. X – Отношение расчетной нагрузки на ледяной покров к фактической.

Рекомендуемые конструкции земляного полотна в зависимости от типа болота, категории дороги и глубины залегания торфяной толщи предоставлены в таблице 5.

Машины следует выбирать с учетом природно-климатических и мерзлотно-грунтовых условий, влияющих на их эксплуатационные показатели и безопасность выполнения работ.

На земляных работах, кроме машин обычных модификаций, применяют машины в северном исполнении и повышенной проходимости.

Перед началом работы техники на болоте все непромерзшие участки должны быть обозначены хорошо видимыми вешками, указателями и знаками.

Производить работы на непромороженном, необследованном болоте, а также в темное время суток запрещается.

На болотах с низкой несущей способностью следует проводить искусственное промораживание поверхности на глубину не менее 40 см способами, предусмотренными проектом производства работ (очистка от снега, проминка, намораживание, армирование хворостом и т.п.).

Таблица 5

Тип болота	Глубина болота, м	Рекомендуемая конструкция земляного полотна по категории дороги		
I-А	<2	Полное выторфовывание	Полное выторфовывание; торф в нижней части насыпи	Массивная насыпь, отсыпаемая на поверхность залежи
	2-4	Полное выторфовывание	Полное выторфовывание или дренажные прорези (для плотных торфов); торф в нижней части насыпи	Массивная насыпь, отсыпаемая на поверхность залежи
I-Б	3	Полное выторфовывание	Полное выторфовывание; торф в нижней части насыпи	Массивная насыпь, отсыпаемая на поверхность залежи
	4	Вертикальные дрены	Массивная насыпь, отсыпаемая на поверхность залежи	
II-А	<2	Полное выторфовывание	Полное выторфовывание; торф в нижней части насыпи	Облегченная плавающая насыпь
	2-6	Посадка на минеральное дно болота	Облегченная плавающая насыпь	
II-Б	<6		Вертикальные дрены (для плотных торфов); торф в нижней части насыпи	Земляное полотно на промороженном основании
	6	Свайная эстакада	Вертикальные дрены (для плотных торфов)	Облегченная плавающая насыпь
III-А	<6	Посадка на минеральное дно болота [X]	Плавающие жесткие конструкции; усиленные насыпи	
III-Б	6	Свайная эстакада	Прокладка трассы по болоту экономически нецелесообразна	

Примечание. X – Для дорог I и III категорий.

Обязательными мероприятиями, обеспечивающими безопасное движение техники по заболоченной местности, являются:

- предварительное обследование мест предполагаемого передвижения техники по торфяникам и определение вероятности опасных выделений и скоплений болотного газа, газолина и других нефтепродуктов;
- снабжение машин на гусеничном ходу люками в крыше кабины (или открытые двери в кабине). Курить в кабинах машин при преодолении

заболоченных участков, в частности торфяных болот, категорически запрещается.

- Транспортные средства должны быть снабжены шанцевым инструментом (топор, пила, лопата) и буксировочным тросом длиной не менее 10 м, один конец которого должен быть зацеплен за фаркоп транспортного средства, а другой закреплен на кабине мягкой проволокой.
- Расстояние между машинами должно быть не менее 10 м.

Производство работ на болотах с мочажинами или вблизи озер одиночными машинами не разрешается.

Заболоченные участки и болота на гусеничных машинах следует преодолевать, предварительно убедившие в проходимости участка, кратчайшим путем и в направлении, требующем минимального количества поворотов. До подхода к заболоченному участку необходимо выбрать оптимальную передачу, до минимума снизив необходимость переключения скорости. Во время движения нельзя резко менять частоту вращения двигателя во избежание пробуксовывания гусеничных цепей.

В состав отряда для разбивки пионерной траншеи и полосы отвода обязательно надо включать группу обследования, которая определяет толщину промерзшего слоя грунта бурением через каждые 100 м на болотах I типа и через каждые 50 м - на болотах II типа в трех точках трассы дороги (по оси, влево и вправо на 10 м от оси); оценивает несущую способность толщи; выявляет полыньи, пропарины, возможность опасных выделений и скоплений болотного газа, газолина и других нефтепродуктов.

Отряд должен быть укомплектован универсальным тракторным агрегатом с лебедкой, бульдозером, корчевателями-собирателями, двухотвальным снегоочистителем и бензомоторными пилами.

Землеройная и транспортная техника, занятая на пробивке пионерной траншеи и подготовительных работах, должна иметь комплект необходимых спасательных средств для людей (пояса, жилеты, веревки, шесты, при необходимости лодка).

За механизированной колонной должна идти бригада рабочих, которая ставит указательные знаки, обставляет полосу отвода вехами, устраивает на отдельных участках выравнивающий слой из грунта в ямах, образовавшихся после удаления деревьев и пней.

Расчистку полосы отвода от леса, кустарника и корчевку пней надлежит выполнять только в дневное время.

Запрещается производить расчистку и перемещаться за границами полосы отвода.

Валку, трелевку и раскряжевку леса следует проводить в соответствии с “Правилами техники безопасности и производственной санитарии на лесозаготовках, лесосплаве и в лесном хозяйстве” и “Правилами по охране труда при изысканиях и проектировании автомобильных дорог”.

На болотах типа I-А допускается применение кусторезов Д-174В и Д-514 в виде навесного оборудования к трактору Т-100 с удельным давлением на грунт около 0,06 МПа (0,6 кгс/см^2), а также кусторезов с граблями КБ-2,8 на тракторе ДТ-55 и КБ-4 на тракторе Т-100Б.

На болотах типа I-Б используется сменное оборудование к экскаватору МТП-71.

Категорически запрещается курить в кабинах транспортных средств, где возможна концентрация болотного газа, вытесненного днищем машины, а также бросать горящие спички и разводить костры.

Одним из основных мероприятий в период подготовительных работ является обустройство рабочей зоны для обеспечения проходимости землеройных, транспортных и других машин и оборудования: устройство рабочей платформы для землеройно-транспортных машин и путей для безопасного перемещения грунта. Перечень мероприятий записывается в проекте производства работ и должен отражать специфику конкретных инженерно-геологических условий строительства.

Для безопасного передвижения экскаватора при выторфовывании следует применять переносные бревенчатые щиты и деревянные настилы

(слани). Щиты собирают из трех-четырех бревен диаметром 18-24 см, скрепленных болтами.

Щиты перекладывают с помощью экскаватора, зачаливая их к его ковшу, по направлению движения гусениц. Заменяют щиты после двух-трех смен работы экскаватора. Расход леса составляет до 1 $м^3$ на 1000 $м^3$ грунта.

Для обеспечения безопасности движения транспорта до начала дорожных работ должны быть сооружены подъездные пути к карьерам торфа, грунта и участкам работ. Эти пути в зимнее время следует систематически очищать от снега, а на кривых и участках с уклонами посыпать песком или грунтом.

При сооружении временных дорог через болота следует:

- проводить выравнивание поверхности будущей дороги путем подсыпки грунта либо укладки древесных остатков, но не срезкой неровностей;
- при отсутствии на полосе будущей дороги целостной моховой дернины усиливать основание дорожного полотна укладкой хворостяной выстилки;
- прижимать к земле (а не срезать) мелкий лес и кустарник на полосе под дорогу продольными проходами бульдозера.
- Для организации безопасного движения на временных дорогах необходимо предусматривать:
- установку предупреждающих дорожных знаков и вех, ограничивающих ширину полотна дороги, а при снегопадах и метелях - установку вех с двух сторон подъездных путей через каждые 20 м;
- обеспечение строительных подразделений средствами связи;
- обеспечение дежурными тягачами буксировки машин;
- наличие проводников для сопровождения автомобильных колонн на опасных участках; контроль за скоростью движения и интервалами между машинами, за состоянием проезжей части;
- устранение дефектов на проезжей части.

На осушенных болотах I и II типов с плотным минеральным дном выторфовывание торфяной залежи следует выполнять бульдозером или экскаватором-драглайном болотной модификации и повышенной проходимости сразу на полную глубину залегания слабого грунта.

На болотах I типа при устройстве траншей полного профиля под насыпь необходимо использовать экскаваторы с уширенно-удлиненной гусеницей.

Разработку траншей в летнее время на болотах I типа рекомендуется осуществлять одноковшовыми экскаваторами на уширенных гусеницах либо (при их отсутствии) одноковшовыми экскаваторами, передвигающимися на сланях, и болотными.

На болотах II III типов траншеи рекомендуется разрабатывать болотными экскаваторами либо (при их отсутствии) обычными экскаваторами, установленными на понтоны.

Работы разрешается производить на торфах с несущей способностью, обеспечивающей проходимость землеройной техники.

Уровень грунтовых вод должен быть не выше 0, 5 м от дна болота.

Во избежание обрушения грунта расстояние между краем гусениц экскаватора и краем траншеи должно быть не менее 1,5 м.

На болотах I типа при разработке траншей выторфовывания должна использоваться схема “две траншеи” при одновременной работе двух экскаваторов.

На болотах II типа работу экскаватора следует организовывать по схеме поперечных траншей. Рабочая зона ограничивается торцевым участком возводимой насыпи.

Для обеспечения безопасной работы бульдозера допускается разрабатывать слабый грунт слоями толщиной не более 0,2-0,3 м с обязательным перемещением его в отвал и последующим разравниванием до смерзания торфа.

При разработке траншеи выторфовывания экскаватором удаление слабого грунта следует проводить “на себя”.

При разработке бульдозером траншея должна иметь крутизну откоса не более 1:3,5.

Вынутый грунт следует размещать на расстоянии не менее 1-1,5 м от бровки траншеи.

Во время загрузки автомобиля-самосвала экскаватором водитель автомобиля должен покинуть кабину и следить за погрузкой, находясь на безопасном расстоянии.

При вынужденной остановке машины водителю запрещается отдыхать или спать в кабине.

В зоне действия рабочих органов землеройных машин проведение других работ и нахождение людей запрещается.

Не допускается скопление дорожно-строительной техники в рабочей зоне.

Не разрешается длительная работа машин на одной стоянке.

Разработку траншей выторфовывания на болотах II типа в зимнее время следует производить при температуре воздуха не выше минус 10 °С; при мощности сильнообводненных торфов более 2 м необходимо устраивать дополнительные боковые траншеи шириной 0,5 м на расстоянии 1,5-2 м от основной траншеи выторфовывания для обеспечения промерзания торфа по стенкам траншеи на всю глубину и прекращения доступа воды в основную траншею. Для ускорения промерзания стенок из дополнительных боковых траншей необходимо откачивать воду насосами.

В комплекс подготовительных организационно-технических мероприятий должны быть включены подбор количества насосов и выбор их производительности для непрерывного понижения уровня воды, поступающей в открытую траншею.

При производстве работ на болотах II типа во избежание аварийной ситуации во время работы экскаватора с мощным слоем жидкого шлама, образующегося в результате оплывания откосов траншей, при любом способе

разработки они должны немедленно после отрытия заполняться минеральным грунтом.

3.2.4 Погрузочно-погрузочные и транспортные работы

В состав погрузочно-разгрузочных работ и транспортных работ входят:

- Выгрузка труб из железнодорожных вагонов или речных морских барж;
- Складирование труб на прирельсовой площадке и секций труб на трубосварочной базе;

Погрузочно-разгрузочные работы выполняют с использованием грузоподъемного оборудования, технические параметры которого соответствуют весу и габаритам труб и сохраняют их качество.

Полувагоны и платформы подаются под разгрузку локомотивом. Запрещается применять для перемещения вагонов тракторы, автомобили, трубоукладчики или другой нерельсовый транспорт и оборудование.

Выгрузку труб из железнодорожных вагонов осуществляют по двум схемам: вагон-склад-трубовоз или вагон-трубопровоз. Первую схему применяют при массовом поступлении труб и ограниченном числе трубовозов, вторую схему – при достаточном числе трубовозов или ограниченной прирельсовой площадке.

Складирование труб. Склады размещают таким образом, чтобы обеспечить проход людей, проезд транспортных и грузоподъемных средств. Площадки под склады труб устраивают с уклоном 1,5-2° и осуществляют другие мероприятия, обеспечивающие отвод атмосферных осадков и грунтовых вод. Трубы укладываются в штабель рядами по вертикали и располагают их в седловинах между труб нижележащего ряда.

Для предотвращения раскатывания труб в штабеле используются торцевые увязки. Крайние трубы нижнего ряда необходимо подклинить с помощью металлического упора, облицованного резиной.

При складировании труб запрещается:

- Укладывать в один штабель трубы разного диаметра;

- Производить укладку труб верхнего ряда до закрепления труб нижнего ряда;
- Складировать вместе изолированные и неизолированные трубы;
- Укладывать трубы в наклонном положении с опиранием одной стороны труб на нижележащие трубы.

3.2.5. Сборка и сварка трубопровода

Сварочные работы при строительстве линейной части промысловых трубопроводов разделяются на две группы:

- Работы, выполняемые на трубосварочной базе: поворотная сварка отдельных труб в секции длиной, как правило, 24-36м, гнутье труб и изготовление кривых вставок;
- Работы, выполняемые непосредственно на трассе трубопровода:
  - ликвидация технологических разрывов по трассе трубопровода;
  - сварочные работы при сооружении переходов трубопровода через крупные и малые естественные и искусственные преграды, а также при очистке полости и испытании трубопровода, врезке кривых вставок и отводов.

При сварке промысловых трубопроводов диаметром до 325ммм преимущественно применяется ручная электродуговая сварка.

3.2.6. Подготовка кромок и сборка стыков

Подготовку кромок со стандартно разделкой выполняют как механической обработкой, так и газовой резкой с последующей зачисткой шлифмашинкой.

До начала сборки на всех поступивших для сварки трубах, деталях трубопроводов, арматуре мастером проверяются наличие клейм, маркировки, а также сертификатов завода-изготовителя, подтверждающих соответствие труб, деталей трубопроводов и арматуры их назначению. При отсутствии клейм, маркировки, сертификатов сборка и сварка труб, деталей трубопроводов и арматуры запрещается.

До начала сборки трубы, детали трубопроводов и арматуру подвергают входному контролю на пригодность к сборке.

При визуальном контроле поверхности труб, включая зоны заводских продольных швов, необходимо выявить недопускаемые дефекты, регламентированные техническими условиями на поставку труб. Сборка труб, деталей трубопроводов и арматуры с недопускаемыми дефектами к сборке запрещается.

На поверхности труб или деталей не допускаются:

- Трещины, плены, рванины, закаты любых размеров;
- Местные перегибы, гофры и вмятины.

Перед сборкой труб необходимо очистить внутреннюю полость труб и деталей трубопроводов от грунта, грязи и снега и других загрязнителей, а также механически очистить металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей трубопроводов, патрубков, арматуры на ширину не менее 10мм.

3.2.7. Технология сварки

При строительстве промысловых трубопроводов применяются такие методы сварки, как:

- Ручная электродуговая штучными электродами;
- Ручная и механизированная аргонодуговая (для корневого слоя шва);
- Автоматическая под флюсом;
- Автоматическая и механизированная в защитных газах;
- Автоматическая и механизированная с самозащитной порошковой проволокой с принудительным и свободным формированием корня шва;
- Стыковая оплавление;
- Автоматическая дугоконтактная;
- Индукционная пайка.

Подрядная организация обязана применять только те технологии сварки, которые:

- Аттестованы в установлен порядке;
- Зафиксированны в технологической карте;

Любые сварочные работы на строительство трубопроводов любого назначения следует выполнять только с применением сварочных материалов, марки которых регламентированы для трубопроводного строительства.

3.2.8. Сборка трубопроводов механическими соединениями

Тип клеевых соединений трубопроводов. Одним из направлений повышения эксплуатационной надежности и эффективности трубопроводов является применение труб в коррозионностойком исполнении (из высокопрочного чугуна, стальных с внутренними покрытиями и из полимерных материалов). При монтаже таких труб, а также труб с разнородных материалов, когда монтаж их традиционными методами, в частности с помощью сварки, затруднен или невозможен, успешно используют клеевые соединения. В настоящее время в нашей стране и за рубежом эксплуатируется целый ряд трубопроводов из стальных, чугунных, поливинилхлоридных и стеклопластиковых труб, монтаж которых осуществлен с помощью полимерных клеев. История сборки трубопроводов с применением различных клеевых соединений насчитывает более 100 лет.

Склеивание – один из эффективных методов соединения металлов и других конструкционных материалов, оно имеет ряд ценных технологических преимуществ перед другими способами соединения и позволяет создавать принципиально новые инженерные конструкции. В ряде случаев только склеиванием можно обеспечить требуемую прочность соединения.

Применении клеевых композиций позволяет:

- Соединять металлы и другие конструкционные материалы без дополнительного нагрева, что особенно важно при ремонтных работах на нефтегазопроводах;
- Достигать высокой герметичности и надежности соединения;
- Упростить технологию сборки труб;
- Осуществлять ремонт без привлечения специального оборудования силами наличного обслуживающего персонала;

- Обеспечивать высокую производительность работ.

В отечественной практике используют полимерные клеи для соединения труб санитарно-технических трубопроводных систем различного назначения, а также при сооружении городской сети газопроводов, воздуховодов и систем отопления. Принимаемая в этих случаях технология соединения труб предусматривает их монтаж в основном с помощью накладных гладких муфт.

Способ соединения труб при склеивании (рис. 6). выбирают с учетом диаметра трубопровода, конструктивного исполнения концов труб и условий монтажа. Почти все существующие способы клеевого соединения труб обеспечивают безаварийную эксплуатацию сооружения при давлении в трубопроводе не более 1,0-1,5 МПа.

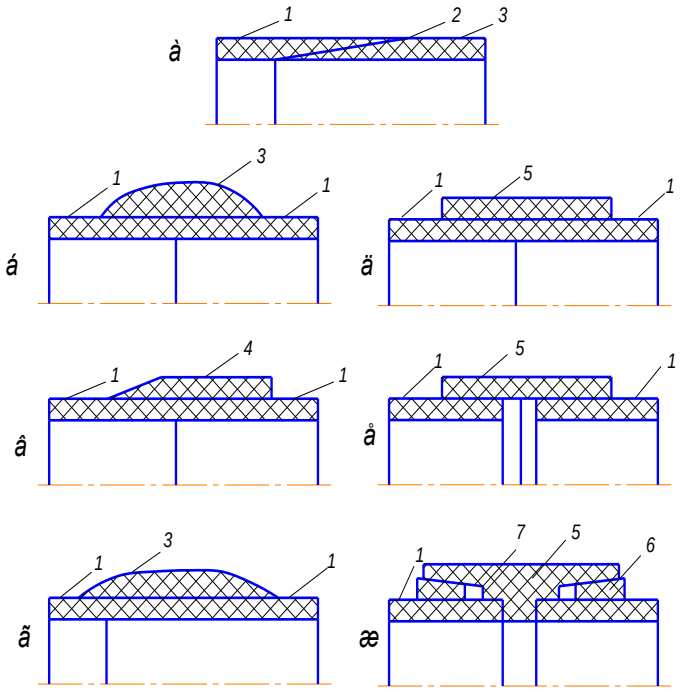

Рис. 6. Типы клеевых соединений труб

а - соединение на ус; б – бандажное; в – раструбное; г – на «ус» с бандажом; д – муфтовое цилиндрическое; е – муфтовое конусное; ж – муфтовое со стопорными клиньями; а, б, в, г – без соединительных деталей; д, е, ж – с соединительными деталями; 1 – концы соединяемых труб; 2 – клеевой слой; 3- бандаж; 4 – раструб; 5 – муфта; 6 – клин; 7 – уплотнительное кольцо.

Основными операциями технологического процесса склеивания труб, от которых, в первую очередь, зависят прочность и долговечность клеевых соединений в условиях эксплуатации, являются:

- Подготовка склеиваемых поверхностей концов труб;
- Приготовление клеевого состава и его нанесения;
- Соединении склеиваемых поверхностей и отвердевание клеевого слоя.

Технология приготовления полимерных клеев заключается в последовательном введении в основу клея отдельных компонентов. После приготовления клеевой состав наносят на подготовленные к склеиванию поверхности трубы и муфты или на внутреннюю поверхность раструба.

3.2.9. Сборка труб в трассовых условиях.

При подготовке к сборке в трассовых условиях производят расчет необходимого количества труб с несформированными концами с одной стороны трубы. Данные трубы устанавливают первыми и последними в точках врезки. Также соединения таких труб с фитингами (отводы, тройники и т.п.) производят сваркой. При использовании труб с внутренним изоляционным покрытием необходимо применение специальных изолированных втулок для защиты зоны сварного шва от коррозии.

В трассовых условиях возможны два варианта сборки труб – **стационарный** (рис. 7) с буксировкой собранной нитки трубопровода и **мобильный** (рис. 8) с переездом установки от соединения к соединению.

Рис. 7. Стационарный способ сборки трубопровода

Рис. 8. Мобильный способ сборки трубопровода

Стационарный способ применяется при строительстве небольших участков длиной до 1 км или при прокладке трубопровода по болотистой местности.

При использовании этого метода строительства оборудование устанавливается стационарно, а трубы подаются к сборочному агрегату. По мере соединения трубоукладчик протягивает нитку трубопровода в заданном направлении. Максимальная длина трубопровода, подлежащая буксировке, представлена в таблице 6.

Таблица 6

Допускаемая длина трубопровода при буксировке

Диаметр трубы, мм	Максимальная длина нитки трубопровода, м
219	600
273	500
325	400

Сборка и буксировка труб в нескольких направлениях применяется при строительстве участков трубопровода общей протяженностью до 800-1200м.

Выбор места установки сборочного агрегата производят с учетом возможности буксировки собранной нитки трубопровода в прямом и обратном направлениях (рис. 9).

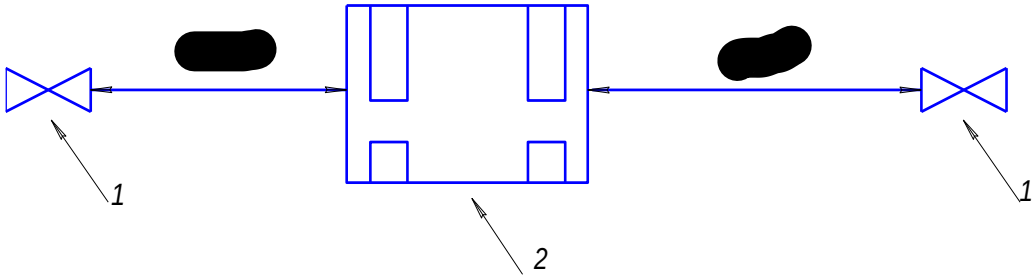

Рис. 9. Пример установки сборочного агрегата при строительстве трубопровода диаметром 219 мм и протяженностью 900м.

1 – точка врезки; 2 – сборочный агрегат.

Рассмотрим последовательность сборки стыка (рис. 10). На подъемные ролики сборочного агрегата укладывают две трубы, конусной частью одной трубы к раструбной части другой. Трубы предварительно очищают от снега, льда, грязи и насухо вытирают (при необходимости производят сушку пропаной горелкой, но до температуры не выше 20°С).

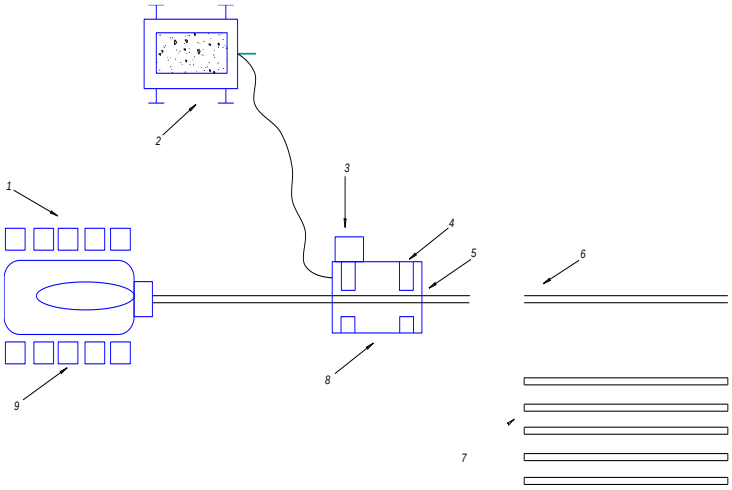

Рис. 10. Схема способа сборки и буксировки нитки трубопровода в одном направлении.

1 – трубоукладчик для буксировки труб; 2 – силовая установка на трейлере;

3 – площадка оператора; 4 - подвижная каретка; 5 – раструб; 6 – конус; 7 – стеллаж труб; 8 – сборочный агрегат; 9 – собранная нитка трубопровода.

После завершения сборки нитки трубопровода в одном направлении производят разворот сборочного агрегата подвижной кареткой в противоположном направлении. При этом необходимо учитывать, что после разворота сборочного агрегата на месте в подвижную каретку укладывают раструб, который запрессовывают на неподвижный конус.

По окончании сборки второй нитки трубопровода производят стыковку двух ниток между собой.

Мобильный способ сборки с переездом сборочного агрегата от соединения к соединению ведется вдоль места прокладки трубопровода, где предварительно разложены трубы, при этом ведущий трубоукладчик подает трубы в сборочный агрегат, подвешенный на ведомом трубоукладчике (рис. 11).

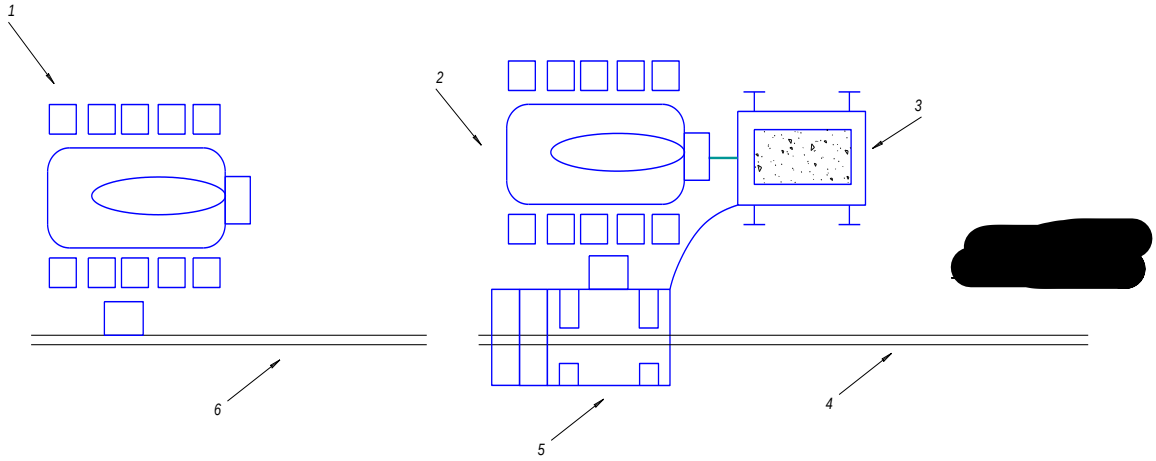

Рис. 11. Мобильный способ сборки от соединения к соединению:
1 – ведущий трубоукладчик; 2 – ведомый трубоукладчик; 3 – силовая установка на трейлере; 4 – собранная нитка трубопровода; 5 – сборочный агрегат; 6 – труба, подлежащая соединению.

Трассу подготавливают таким образом, чтобы трубоукладчик, двигаясь вдоль нее, мог буксировать трейлер с силовым агрегатом. Во избежания опрокидывания техники необходима соответствующая предварительная подготовка трассы. Также при подвешивании сборочного агрегата на стрелу

площадка оператора должна находится на противоположной стороне от трубоукладчика. Трубы следует раскладывать так, чтобы конусные концы были обращены к раструбным. Трубы укладывают раструбными концами в направлении сборки так, чтобы величина захлеста концов труб составляла примерно 1,5 диаметра трубы. Процесс сборки труб в нитку происходит таким же образом, как и при стационарном способе сборки. При сборке труб с наружным защитным покрытием концы труб остаются незаизолированными на глубину, необходимую для обеспечения надежного захвата по телу трубы.

Необходимо учитывать особенности работы при отрицательной температуре воздуха. При температуре окружающего воздуха ниже 0°С, перед началом работ на сборочном агрегате необходимо проверить нормальную работу подвижной и неподвижно кареток. Работа по сборке труб в полевых условиях на специальном оборудовании осуществляется при температуре не ниже минус 35°С.

Существуют два основных требования:

- К основному металлу сварной трубы. Участок трубы, предназначенный для механического соединения, должен быть подогрет до температуры 20…30°С во избежание повреждения трубы;
- К применению эпоксидной смолы. Во время строительства при температурах при температурах от ниже 10 до минус 30°С необходимо применять только зимнюю композицию. При температуре окружающего воздуха выше 10°С применяется летняя композиция эпоксидной смолы.

Предварительное испытание механических соединении на разрыв и изгиб производят в стационарных условиях. Пневмо- или гидроиспытания построенных участков трубопроводов производят в соответствии с действующими в России нормативно-техническими документами

Контроль качества строительства трубопровода и приемка работ осуществляется в соответствии с ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ».

Конечно же, специалистам в ближайшие годы хотелось бы узнать статистику по эксплуатации и аварийности трубопроводов, собранных по рассмотренной технологии.

3.2.10. Дефектоскопический контроль

Для контроля толщинометрии труб и фасонных изделий, геометрии проходного сечения, сварных соединений труб на полустационарных базах предназначаются лаборатории ЛКС2-76 (рис. 12). Контроль осуществляется неразрушающими методами (рентгеновским, магнитографическим и ультразвуковым). Кроме того, в лаборатории ЛКС2-76 можно проводить испытания на разрыв и изгиб образцов сварочного шва.

При контроле качества варочных стыков трубопроводов используют автоматизированные комплексы контроля АКП144 («Парус») предназначен для контроля качества сварочных стыков трубопроводов методом панорамного просвечивания гамма- и рентгеновскими лучами непосредственно в нитке сооружаемого трубопровода при температуре окружающей воздуха от – 40 до +50 С.

Наиболее перспективным способом контроля качества сварных соединений является просвечивание рентгеновскими лучами, для этого применяются высокоавтоматизированные системы на основе импульсных рентгеноаппаратов. Их основные преимущества – это высокая производительность контроля, высокая проникающая способность излучения, достоверность выявления дефектов в сравнении с магнитографией, малое время экспозиции.

Рис. 12. Дефектоскопический контроль (толщинометрия)

3.2.11. Земляные работы

Параметры земляных сооружений, применяемых при строительстве промысловых трубопроводов (ширина, глубина и откосы траншеи, сечение насыпи и крутизна ее откосов и др.), устанавливают в зависимости от диаметра прокладываемого трубопровода, способа его закрепления, рельефа местности, грунтовых условий и определяются проектом. Размеры траншеи (глубина, ширина по дну, откосы) устанавливаются в зависимости от назначения и диаметра трубопровода, характеристик грунтов, гидрогеологических и других условий.

Перед разработкой траншеи воспроизводят разбивку ее оси, а на вертикальных кривых – разбивку глубины через каждые 2 м геодезическим инструментом.

Глубину траншеи устанавливают из условия предохранения трубопровода от механических повреждении при переезде через него автотранспорта, строительных и сельскохозяйственных машин.

Ц2й и котлованов под трубопроводную арматуру устанавливают в соответствии со СНиП 3.02.01-87, для грунтов естественной влажности, а для грунтов, разрабатываемых на болотах, - согласно таблице 7.

Таблица 7

Допускаемая крутизна откосов траншей на болотах

Торф	Крутизна откосов траншей, разрабатываемых на болотах типа		
	I	II	III
Слабо разложившийся	1:0,75	1:1	-
Хорошо разложившийся	1:1	1:1,25	По проекту

Методы разработки грунтов определяют в зависимости от параметров земляного сооружения и объемов работ, геотехнических характеристик грунтов, классификации грунтов по трудности разработки, местных условии строительства, наличие землеройных машин в строительных организациях (***Приложение 2***).

Дно траншеи под укладку трубопровода тщательно планируют, убирают твердые комья земли, камни, ветки деревьев, лед и прочие предметы.

Разработку траншеи на болотах осуществляют по следующим схемам ведения землеройных работ в зависимости от типа болота, способа прокладки, времени строительства и используемой техники:

- С предварительным выторфовыванием;
- С применением специально техники, щитов или сланей, снижающих удельной давление на поверхность грунта;
- В зимнее время;
- Взрывом.

При глубине торфяного слоя до 1 м с подстилающем основанием, имеющим высокую несущую способность, используется разработка траншей с предварительным выторфовыванием. Предварительное удаление торфа до минерального грунта осуществляется бульдозером или экскаватором. От ширины образуемо при этом выемки зависит нормальная работа экскаватора, перемещающегося по поверхности минерального грунта и разрабатывающего траншею на полную глубину. Траншея устраивается глубиной на 0,15-0,2 м ниже проектной отметки с учетом возможного оплывания откосов траншеи в период от момента разработки до укладки трубопровода.

При использовании экскаватора для выторфовывания протяженность создаваемого фронта работ должна составлять 40-50 м.

Для разработки траншеи на слабых грунтах используются болотные экскаваторы, оборудованные обратной лопатой или драглайном. Разработку траншеи также можно осуществлять экскаватором, расположенном на пеносанях, которые перемещаются по болоту с помощью лебедки, установленной на плотном минеральном грунте.

Разработка траншеи в летнее время должна опережать изоляцию трубопровода, если она выполняется полевым способом. Время опережения зависит от характеристики грунтов и не должно превышать 5 дней.

Болота глубокие и большой протяженности с низкой несущей способностью торфяного покрова, разрабатываются зимой, а мелкие небольшие болота и заболоченные участки – в летний сезон.

В зимний период в результате промерзания грунта на полную (проектную) глубину разработки траншеи значительно увеличивается несущая способность грунта, что позволяет использовать обычную землеройную технику (роторные и одноковшовые экскаваторы) без применения сланей. На участках с глубоким промерзанием торфа работы выполняют комбинированным способом: разрыхление мерзлого слоя с использованием бульдозера-рыхлителя или буровзрывным методом; разработку грунта до проектной отметки – одноковшовым экскаватором.

3.2.12 Изоляционные работы

Технология изоляционных работ в трассовых условиях включает:

- Подготовку изоляционных материалов;
- Сушку и подогрев изоляционной поверхности;
- Очистку трубопровода;
- Нанесение грунтовки, изоляционного покрытия, защитного покрытия

Изоляционные покрытия наносятся, как правило механизированным способом, обеспечивающим проектную толщину изоляционного слоя и его сплошность (рис. 13).

Изоляционные устройства предназначены для намотки изоляционных лент полимерных лент на трубопроводы диаметром 159 – 1020 мм при изоляции захлестов, стыков, «катушек», а также при ремонте изоляции.

Рис. 13. Устройство для ручной изоляции трубопроводов

При работе обеспечиваются необходимые натяг, нахлест и количество слоев изоляционных лент и оберток. Устройство состоит из двух рамных тележек и комплекта сменных ремней для различных диаметров труб. Первая тележка предназначена для нанесения пленки, вторая для намотки обертки. Возможно использование одной тележки для намотки как пленки, так и обертки поочередно. Устройство для ручной изоляции трубопроводов диаметром 159-1020 мм позволяет быстро и качественно (с соблюдением необходимых параметров) очищать трубопровод, наносить праймер и пленочное покрытие любой конструкции.

Очистку наружной поверхности трубопроводов и нанесение грунтовки осуществляют в зависимости от диаметра трубы соответствующими самоходными очистными машинами типа ОМ.

Нанесение изоляционных покрытий на влажную поверхность труб во время дождя, дождя, снегопада, тумана и сильного ветра не разрешается.

Подготовку поверхности трубопровода перед нанесением противокоррозионных покрытий проводят следующим образом:

- Поверхность высушивают и очищают от грязи, ржавчины, неплотно сцепленной с металлом окалины, пыли, земли и наледи, а также обезжиривают от копоти и масла. При температуре воздуха ниже 13°С поверхность трубопровода подогревают до температуры не ниже 15°С (но не выше 50°С);
- Сушку и подогрев осуществляют с помощью сушильных печей и установок, обеспечивающих нагрев труб без копоти (при полном сгорании топлива);

Поверхность очищают механическим способом самоходными очистными машинами. Предварительно с помощью шлифмашинок с зоны сварных стыков труб, с поверхности трубопровода удаляют брызги метала, шлака, а также острые выступы и заусенцы.

3.2.13. Укладка трубопровода в траншею

Трубопровод укладывают в траншею в зависимости от местных условий, а также от приятых конструктивных и организационно- технологических решений одним из следующих способов:

- Предварительным приподнятием под монтажной полосой с последующим поперечным надвиганием на траншею и опусканием на ее дно трубных плетей с одновременной их очисткой и изоляцией механизированными способами (совмещенный способ производства изоляционно-укладочных работ);
- Теми же приемами что и в предыдущем случае, но без изоляции и очистки, которые выполняются на трассе заблаговременно (раздельный способ производства работ по очистке, изоляции и укладке трубопровода);
- Предварительным приподнятием под монтажной полосой с последующим поперечным надвиганием на траншею и опусканием на ее дно трубных плетей, сваренных из труб с заводской изоляцией или базовой изоляцией при предварительной изоляции сваренных стыков;
- Продольным протаскиванием с монтажной площадки заранее подготовленных (включая нанесение изоляции, футеровки, балластировки) длинномерных плетей непосредственно по дну обводненной траншеи;
- Продольным протаскиванием циклично по дну траншеи плети наращиваемой по мере протаскивания из отдельных труб или секций на монтажной площадке;
- Продольным протаскиванием с береговой монтажной площадки трубной плети на плаву по мере ее наращивания (включая сварку, контроль качества кольцевых швов, очистку и изоляцию стыков, балластировку и пристроповку разгружающих поплавков) с последующим погружением этой плети в проектное положение путем отстраповки поплавков;

- Теми же приемами, но без балластировки и без применения поплавков, в этом случае погружёние плети на дно траншеи осуществляется за счет навески на плавающий трубопровод балластирующих устройств специальной конструкции;
- Заглубление в грунт под действием собственного веса заранее подготовленных плетей за счет принудительного формирования под трубопроводом в процессе его укладки щелей в грунт (бестраншейное заглубление);
- Опуском отдельных труб или секций в траншею с последующим их наращиванием в плети в траншее;
- Заранее подготовленных плетей, выложенных над траншеей и опирающихся на временные опоры, которые установлены поперек траншеи.

Также для укладки трубопроводов диаметром 108-219 мм применяется изоляционно-укладочный комплекс, предназначенный для очистки наружной поверхности трубопроводов от грязи, ржавчины, нанесения всех видов рулонной изоляции и укладки в траншею при строительстве и капитальном ремонте.

Для защиты противокоррозионного покрытия от механических повреждений в процессе и после укладки, а также во время засыпки трубопровода применяется подсыпка и присыпка из мягкого или мелкозернистого грунта; сплошные защитные покрытия из вспененных синтетических материалов, а также обертки из синтетических композиций.

Выбор метода производства работ осуществляется с учетом принятой схемы организации строительства трубопровода и обосновывается технико-экономическими расчетами. Ниже представлены схемы изоляционно-укладочной колонны (рис. 14).

Основные параметры производства укладочных работ для трубопроводов диаметром 57-1020 мм приведены в таблице 30.

При выполнении изоляционно–укладочных работ на заболоченной местности не допускаются продолжительные остановки колонн, которые могли бы стать причиной посадок грунта под гусеницами трубоукладчиков. Такие остановки могут повлечь опрокидывание трубоукладчиков.

Укладка методом бестраншейного заглубления применяется для трубопроводов малых диаметров 32-114 мм с использованием специально машины – ножевого трубозаглубителя.

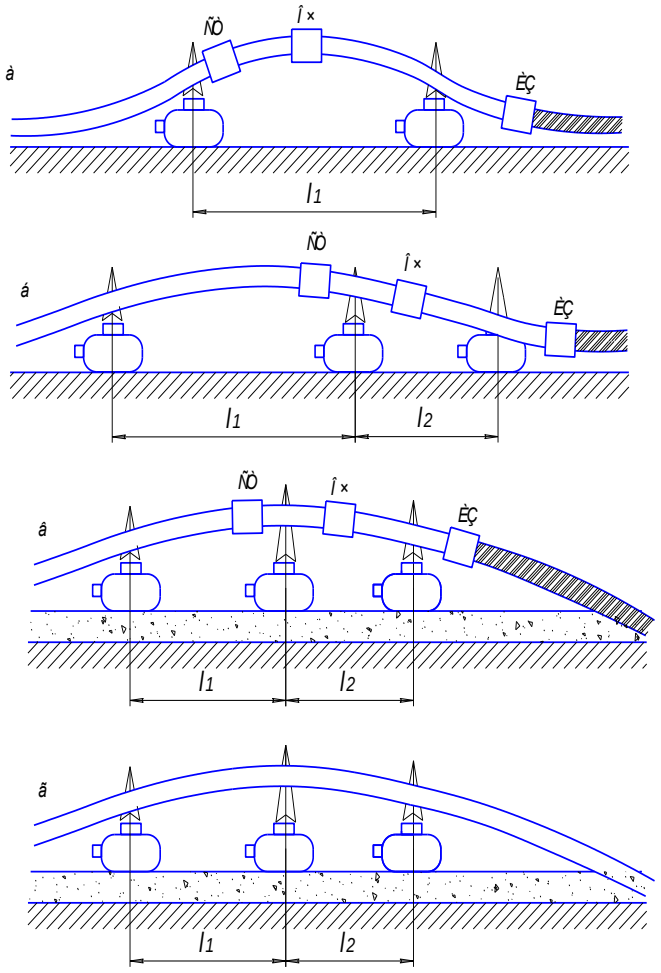

Рис. 14. Схема расположения машин в изоляционно-укладочной колонне:

а - при раздельном способе производства работ для трубопроводов диаметром 114-530 мм; б - то же диаметром 720-1020 мм в – при совмещенном способе производства работ; г - при укладке заизолированного трубопровода; СТ - сушильная установка; ОЧ - очистная машина; ИЗ - изоляционная машина (комбайн.)

При укладке изолированного трубопровода в траншею необходимо контролировать соответствие:

- Выбора трубоукладчиков и монтажных приспособлений требованиям проекта производства работ (ППР);
- Расстановки трубоукладчиков в укладочной колонне требованиям ППР и их техническое состояние;
- Соблюдение расчетных (в составе ППР) высот подъема трубопровода, обеспечивающих гарантию труб от перенапряжения, изломов и вмятин, исключающих перегрузки трубоукладчиков;
- Сохранность изоляционного покрытия;
- Полное прилегание трубопровода, которая должна соответствовать проектной.

Прокладку трубопроводов на участках болот рекомендуется выполнять преимущественно в зимнее время при условии, что эти болота сложены полностью разложившимся торфом (т.е. в торфе не происходит тепловых процессов). В этом случае полоса движения сварочных бригад, изоляционных звеньев и укладочных колонн создается методом последовательного промораживания, а трубопровод в траншею укладывают с бровки.

При прокладке трубопровода на участках болотах в летнее время возможны три способа:

- Укладка с бровки траншеи (с предварительно построенной лежневой дороги);
- Сплав участка (плети) трубопровода по заполненной водой траншее (с последующим пригружением нго для опуска на проектные отметки, например, пригрузами типа УБО);
- Протаскивание участка (плети) трубопровода по дну траншеи (при его предварительной футеровке и последующем пригружении железобетонными пригрузами или закреплении анкерными устройствами на проектных отметках).

Укладка является наиболее ответственной технологической операцией при строительстве трубопроводов на болотах.

Работы по ремонту изоляционного покрытия труб, изолированных в заводских условиях, изоляции сварных стыков труб и опуску изолированного трубопровода в траншею оформляются актами. На трубопроводах, прокладываемых под автомобильными, железными дорогами, подводными переходами, в скальных грунтах, следует применять жесткую футеровку из негниющих материалов или обетанирование с опорной фиксацией.

При укладке недопустимо касание трубопровода стенок траншеи.

Сразу же после укладки, во избежание повреждения покрытия от действия солнечной радиации или низких температур, трубопровод необходимо засыпать или присыпать мягким грунтом.

Если в процессе контроля обнаружен брак или дефекты изоляции, изоляционно-укладочную колонну следует остановить, выявить и устранить причину брака, дефектные места исправить и проверить и сплошность и толщину.

Участки трубопроводов, прокладываемых в подводной траншеи через болота или заливные поймы, а также в обводненных районах необходимо рассчитывать на устойчивость положения против всплытия.

3.2.14. Балластировка, закрепление трубопровода

Продольная устойчивость трубопроводов, прокладываемых на болотах, обводненных и заболоченных участках трассы, обеспечивается различными средствами балластировки.

Средства балластировки и закрепления трубопровода выбирают в зависимости от конкретных условий строительства трубопровода на отдельных участках трассы, строительного сезона, характеристики грунтов, уровня грунтовых вод и схем прокладки, диаметра трубопровода, наличие углов поворота температурный режим эксплуатации трубопроводов и прочее.

При групповом методе установке грузов (рис. 15) грузы укладывают один к другому, обеспечивая соответствие их общего числа требованию

проекта. Но следует учитывать, что максимальное число грузов в группе и расстояние между группами грузов связано с допускаемым прогибом трубопровода. Наибольший эффект достигают при монтаже группы грузов с одного места стоянки крана.

Групповая балластировка железобетонными пригрузами предусматривает их навешивание на трубопровод с помощью самоходных гусеничных или колесных подъемных кранов. Такая балластировка предусматривает наличие отрезков трубопровода значительной протяженности, свободных от пригрузов.

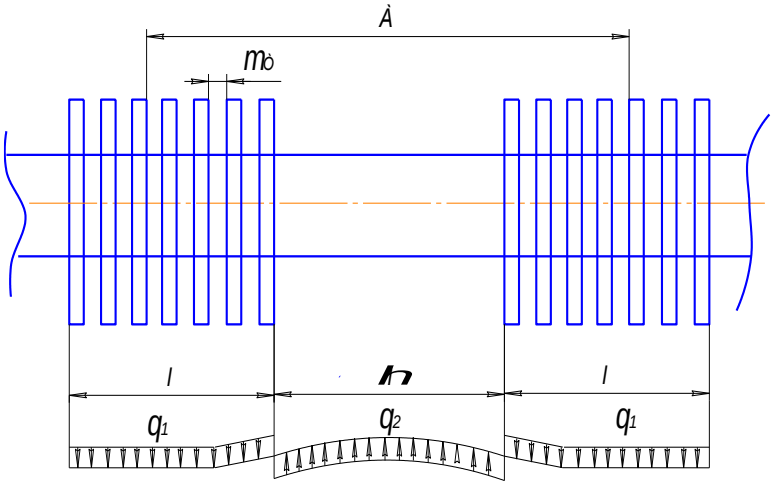

Рис. 15. Расчетная схема при группой установке грузов на трубопровод

А - безопасное расстояние вращения подъемного крана (зона обслуживания); m_T - технологический зазор между пригрузами в группе, предназначенный для предотвращения соударения пригрузов при навешивании; l – предельная длина группы пригрузов; η - коэффициент пропорциональности, служащий для определения длины свободного участка от группы пригрузов;q_1-распределенная нагрузка на забалластированном участке трубопровода; q_2 - распределенная нагрузка на участке свободном от пригрузов.

Завершающим этапом процесса укладки является балластировка или защемление трубы в проектном положении при помощи навески одиночных утяжеляющих грузов или специальных анкерных устройств (рис. 16).

Закрепляют в основном трубы, имеющие положительную или нулевую плавучесть. Иногда закрепляют трубы с отрицательной плавучестью. Это делается только в том случае, когда возможно образование на каком-либо участке газовых пузырей или требуется обеспечить пригруз труб для предотвращения выпучивания под воздействием продольных сил. Трубопровод закрепляют путем утяжеления его или с помощью анкеров.

Утяжеление трубопровода осуществляется железобетонными грузами, бетонированием труб, грунтов. Навеска грузов выполняется трубоукладчиками с лежневой дороги, кранами с салазок или понтона. Рассмотрим эти операции более подробно.

Рис. 16. Балластировка трубопроводов

Для перемещения трубоукладчика вдоль траншеи при слабой несущей способности болота часто отсыпают песчаную дорогу или делают ее из брёвен (лежневая дорога). При навеске грузов краном с салазок используется так называемый челночный способ навески грузов. Такой способ развозки и навески пригрузов целесообразен при ширине болота до 500 м, когда наибольшая длина хода (пр работе с двух берегов) не превышает 250-300 м. В сильно увлажненных болотах II и III типов при навеске грузов может быть использован понтон с установленным на нем грузоподъемным оборудованием для перемещения грузов. Размеры понтона и его грузоподъемность должны обеспечивать одновременно подъем нескольких утяжеляющих грузов. Понтон обычно изготавливают из труб диаметром 1020 мм или 1200 мм. При навешивании грузов понтон все время находится над плавающим (непригруженным) участком трубопровода, так как после навески каждого последующего груза он отступает назад.

Закрепление трубопровода анкерами можно выполнять тремя основными способами – завинчиванием анкеров, забивкой и выстреливанием их из гарпунных пушек. Завинчивание анкеров осуществляют после укладки трубопровода на дно траншеи. Забивные анкеры с раскрывающимися лопастями представляют собой трубу диаметром 8-15 см и длиной 5-7 м с прикрепленными на нижнем конце шарнирно лопастями. Анкеры располагают по одной линии или крестообразно (соответственно две или четыре лопасти). Трубопровод крепят к анкерам специальным силовым поясом, представляющим металлическую ленту шириной от 20 до 70 см. Под ленту подкладывают мягкий материал для более равномерного распределения давления на изоляционное покрытие.

3.2.15. Засыпка траншеи

Способы засыпки трубопровода в болотах I и II типов, выполняемой в летнее время зависят от структуры болота. На болотах с несущей способностью более 0,01 МПа засыпку трубопровода уложенного в траншею производят с помощью: бульдозеров на болотном ходу; одноковшовых

экскаваторов на уширенных гусеницах, перемещающихся вдоль трассовой дороги; одноковшовых экскаваторов на сланях; легких передвижных гидромониторов путем смыва грунта в траншею. Полученный при засыпке избыточный грунт укладывают в надтраншейный валик, высоту которого определяют с учетом осадки. Если грунта для засыпки траншеи недостаточно, его следует разрабатывать экскаватором из боковых резервов, которые закладываются от оси траншеи на расстоянии не менее трех ее глубин. Засыпку на болотах III типа в летний период производят экскаваторами, установленных на понтонах. Также на болотах III типа после укладки трубопровода на твердое основание его можно не засыпать.

Засыпку траншей на болотах, промерзших в зимнее время и имеющих достаточную несущую способность, осуществляют так же, как при засыпке траншей в мерзлых грунтах, т.е. бульдозерами на уширенных гусеницах.

3.2.16. Очистка полости, испытание и приемка в эксплуатацию промысловых трубопроводов

Перед пуском в эксплуатацию после полной готовности участка или всего трубопровода (полная засыпка, обвалование или крепление на опорах, установка арматуры и приборов, на испытываемый объект) промысловые трубопроводы подвергают испытанию на прочность и герметичность, а также проводят очистку их полости.

Способы, параметры и схемы проведения очистки полости и испытания промысловых трубопроводов устанавливают с учетом категории и конструктивных особенностей каждого участка

При очистке полости трубопроводов выполняют промывкой, продувкой или протягиванием очистных устройств. Продувку скоростным потоком воздуха без поршня осуществляют на трубопроводах диаметром до 219 мм (включительно) или при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров трубопровода.

Испытание трубопровода на прочность и герметичность. Трубопроводы испытывают на прочность и герметичность гидравлическим,

пневматическим или комбинированными способами. Величина испытательного давления определяется по ***приложению 2.***

Давление при испытании на прочность равно в верхней точке $1{,}1P_{раб}$, а в нижней точке не должно превышать заводского испытательного давления труб; продолжительность выдержки под этим давлением 12ч.

Проверку на герметичность трубопровода производят после испытания на прочность путем снижения испытательного давления до максимального рабочего и его выдержки в течении времени, необходимого для осмотра трассы, но не менее 12 часов. При температуре воздуха окружающей среды трубопровода ниже 0°С допускается проведения гидравлического испытания подогретой водой. Для трубопроводов диаметром 219 мм при отрицательных температурах могут использоваться жидкости, имеющие пониженную температуру замерзания (антифризы). Использованный антифриз утилизируют. Технологические узлы (крановые, узлы задвижек, сбора и распределения нефти и газа) подвергают предварительному гидравлическому испытанию.

При испытании трубопроводов на прочность и их проверке на герметичность ***места утечек определяют следующими методами:***

- Визуальным;
- Акустическим;
- По запаху;
- По падению давления;
- Газоаналитическим.

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

Запрещается проведение испытания трубопровода на прочность и продувка в ночное время. Зоны безопасности при испытаниях трубопроводов приведены в ***приложении 3.***

4. РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАСЧЕТА, РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ТРУБОПРОВОДА, РАСЧЕТА ОСНОВНОГО НАСОСА И ХАРАКТЕРА ТЕЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА

К особым будем относить условия строительства, требующие внесения соответствующих существенных изменений в технологию по сравнению с сухопутными равнинными участками. К ним относится прокладка трубопроводов в условиях сильно пересеченного рельефа местности (горные условия), через болота и обводненные участки, на многолетнемерзлых грунтах.

4.1. Гидравлический расчет трубопровода

«Гидравлические расчеты трубопроводов» включают методические, справные и вспомогательные материалы, расчетные таблицы, графики и примеры расчетов трубопроводов.

Исходные данные для технологического расчёта приведены в табл.8.

Таблица 8

Исходные данные

$t_{п.н}$, °C	$\rho_{ст} = \rho_{20}$, кг/м^3	$\mu_{ст}=\mu_{20}$, мПа·с	$G_г$, млн.т/год	L, км	$n_э$	ΔZ, м
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

4.1.1. Расчет параметров трубопровода

В соответствии с заданной пропускной способностью $G_г$ по табл. 9 выбираются его ориентировочные параметры: наружный диаметр $D_н$ и допустимое давление $P_{доп}$, определяемое из условий прочности труб и запорной арматуры трубопровода.

Таблица 9

Ориентировочные параметры

Пропускная способность (грузопоток) $G_г$, млн.т/год	Диаметр наружный $D_н$, мм	Допустимое давление $P_{доп}$, МПа
0,7 – 1,2	**219**	**9,8**
1,1 – 1,8	273	8,3
1,6 – 2,4	325	7,4
2,2 – 3,4	377	6,4
3,2 – 4,4	426	6,4
4,0 – 9,0	530	6,3
7,0 – 13,0	630	6,2
11,0 - 19,0	720	6,1
15,0 – 27,0	820	6,0
23,0 – 50,0	1020	5,9
41,0 – 78,0	1220	5,8

В соответствии с выбранными значениями $D_н$ и $P_{доп}$, руководствуясь данными табл. 9, определяем расчётную толщину стенки трубопровода δ (с округлением до номинальной толщины стенки в большую сторону.

$$\delta = \frac{K_{Нр} \cdot P_{ДОП} \cdot D_Н}{2([\sigma_P] + K_{Нр} \cdot P_{ДОП})}; \qquad (1)$$

где $K_{Нр}$ - коэффициент надёжности по внутреннему рабочему (допустимому) давлению в трубопроводе:

1,15 – для нефте – и нефтепродуктопроводов с условным диаметром 700-1200 мм с промежуточными перекачивающими станциями без подключения ёмкостей;

1,10 – во всех остальных случаях (при работе с подключенной ёмкостью; для нефтепроводов диаметром менее 700 мм);

$P_{ДОП}$ – допустимое давление в трубопроводе, МПа;

$D_Н$ – наружный диаметр трубопровода, мм;

$[\sigma_P]$ - расчётное (допустимое) сопротивление стали на разрыв, МПа:

$$[\sigma_P] = \sigma_P \frac{K_{У.Р}}{K_{Н.М1} \cdot K_Н}; \qquad (2)$$

где $\sigma_P = \sigma_{вр}$ - нормативное (предельное) сопротивление металла трубы и сварных соединений на разрыв (временное сопротивление на разрыв), МПа (принимается по табл.10);

$K_{У.Р}$ - коэффициент условий работы трубопровода, зависящий согласно СНиП 2.05.06 – 85* от категории трубопровода и его участка (принимается студентом самостоятельно):

Категория ……..	**В**	**I**	**II**	**III**	**IV**
$K_{У.Р}$ **……**	**0,6**	**0,75**	**0,75**	**0,9**	**0,9**

$K_{Н.М1}$ - коэффициент надёжности по материалу, учитывающий качество материала труб с учётом реальной технологии их изготовления, допусков на толщину стенки, степени контроля сварных соединений (принимается по таблице 10). $К_Н$ – коэффициент надёжности, учитывающий внутреннее давление Р, диаметр трубопровода и его назначение (принимается по табл.11).

Таким образом:

[redacted]

Рассчитав по формуле (1) толщину стенки и приняв её не менее номинальной, указанной в табл.5, определяем внутренний диаметр трубопровода:

$$D = D_н - 2 \cdot \delta \qquad (3)$$

[redacted]

Плотность перекачиваемой нефти ρ_t при заданной температуре $t = t_{П.Н}$ в соответствии с РД 153 – 39 – 019 – 37 определяем по формуле [redacted]

$$\rho_t = \rho_{СТ} - \gamma(t_{П.Н} - t_{СТ}), \qquad (4)$$

где γ - средняя температурная поправка к плотности $\left(\frac{кг}{м^3 \cdot {}^{o}C}\right)$, которая принимается из таблицы 12.

[redacted]

Таблица 10

Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Диаметр, мм		Номинальная толщина стенки δ, мм	Характеристика м-ла труб			$K_{H.M1}$	Конструкция трубы	Поставщик (ГОСТ)
наружн D_H	услов. D_y		Марка стали	$\sigma_{вр}$, МПа	σ_T, МПа			
219	200	8;9;10;11;12;14;16;18;20	10Г2	470	265	1,55	бесшовн.	ГОСТ 550-75
219	200	4;4,5;5;5,5;6;7;8	К42	420	250	1,47	бесшовн.	ГОСТ 550-75
273	250	4;4,5;5;5,5;6;7;8	К50	500	350	1,47	сварные прямошов.	20295-85
325	300	4;4,5;5;5,5;6;7;8;9	К52	520	360	1,47	-	-
377	350	4,5;5;5,5;6;7;8;9;10	К55	650	380	1,47	-	-
426	400	5;5,5;6;7;8;9;10	К55	650	380	1,47	-	-
530	500	7;7,5;8;9;10	17ГС	510	353	1,47	сварные прямошов.	ЧТЗ
530	500	7;8;9;10;11;12;13;14	8ГБЮ 12ГСБ	510	350	1,4	сварные спирально-шов.	ЧТЗ
630	600	8;9;10;11;12	12Г2С	490	343	1,4	-	ХТЗ
720	700	8;9;10;11;12;13;14	08ГБЮ	510	350	1,4	-	ЧТЗ
720	700	7,5;8,1;9,3;10;11;12	17ГС	510	353	1,47	-	ЧТЗ
820	800	8;9;10;11;12	13Г2АФ	530	363	1,47	сварные прямошов.	ЧТЗ
820	800	9;10;11;12;13;14	12ГСБ	510	350	1,4	сварные спирально-шов.	ЧТЗ
1020	1000	9,5;10;10,5;11;11,5;12	17Г1С	510	363	1,4	сварные прямошов.	ВТЗ
1020	1000	12,5;12,9;15,5;16; 11,4	13Г1С-У 13Г1С-У	540 540	390 390	1,47 1,34	- -	ЧТЗ НМТЗ
1220	1200	10;11;12;13;14;15;16	12ГСБ	510	350	1,4	сварные спиральношов.	ЧТЗ
1220	1200	10;11;12;13;14;15;16	08ГБЮ 09ГБЮ	510 550	350 380	1,4	-	ЧТЗ

Примечание. ЧТЗ – Челябинский трубный завод, НМТЗ – Новомосковский трубный завод, ВТЗ - Волжский трубный завод, ХТЗ – Харцызкий трубный завод.

Таблица 11

Коэффициент надёжности $К_Н$ по назначению трубопровода

Условный диаметр трубопровода D_y , мм	Газопроводы			Нефте- и нефтепродукто-проводы
	$P \le 5{,}4$ МПа	$5{,}4 < P \le 7{,}4$ МПа	$7{,}4 < P \le 9{,}8$ МПа	
500 и менее	1	1	1	1
600 - 1000	1	1	1,05	1
1200	1,05	1,05	1,1	1,05
1400	1,05	1,1	1,15	-

Таблица 12

Температурная поправка на плотность нефти

Плотность $\rho_{ст}$, *кг/м*^{3}	Температурн. поправка γ, $\left(\frac{кг}{м^3 \cdot {}^{o}C}\right)$	Плотность $\rho_{ст}$, *кг/м*^{3}	Температурн. поправка γ, $\left(\frac{кг}{м^3 \cdot {}^{o}C}\right)$
630,0 – 699,9	0,910	800,0 – 809,9	0,765
700,0 – 709,9	0,897	810,0 – 819,9	0,752
710,0 – 719,0	0,884	820,0 – 829,9	0,738
720,0 – 729,9	0,870	830,0 – 839,9	0,725
730,0 – 739,9	0,857	840,0 – 849,9	0,712
845,0 – 849,9	0,844	850,0 – 859,9	0,699

Для выбора основного и подпорного насосов, включаемых последовательно или параллельно на насосно-перекачивающей станции (НПС) необходимо вначале, определить пропускную способность нефтепровода (в *м*^{3}*/сут*, *м*^{3}*/ч* или *м*^{3}*/с*).

Пропускная способность нефтепровода (расход нефти в трубопроводе) определяется по грузопотоку $G_г$ и нормативной годовой продолжительности (в сутках) работы трубопровода $N_г$ (с учётом затрат времени на техническое обслуживание нефтепровода, капитальный ремонт и ликвидацию повреждений, а также на опорожнение и заполнение резервуаров), которая приведена в таблице 13.

Таблица 13

Нормативная годовая продолжительность (в сутках) работы нефтепровода

Протяженность L, км	Диаметр нефтепровода $D_Н$, мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
L ≤ 250	357	355
250 < L ≤ 500	356 (355)	353 (351)
500 < L ≤ 700	354 (352)	351 (349)
L > 700	352 (350)	349 (345)

Часовой $Q_ч$ и секундный $Q_с$ расходы перекачиваемой нефти составят:

$$Q_Ч = \frac{G_Г \cdot 10^9 \cdot K_П}{N_Г \cdot 24 \cdot \rho_t}, \text{ м}^3/\text{ч}; \quad (5)$$

$$Q_с = Q_ч/3600, \text{ м}^3/\text{с}; \quad (6)$$

где $K_П$ - коэффициент, учитывающий возможность перераспределения потоков в процессе эксплуатации нефтепровода:

- 1,07 – для однотрубных (однониточных) нефтепроводов;

- 1,05 – для параллельных двухтрубных (двухниточных) нефтепроводов, образующих единую систему;

- 1,10 – для нефтепромысловых магистралей.

В нашем случае полагаем $K_П$ = 1,07 (однониточный нефтепровод).

[redacted]

$Q_с = Q_ч/3600=$[redacted]

Скорость перекачки V определиться по формуле:

$$V = \frac{Q_C}{S_{ПРОХ}} = \frac{Q_C}{\pi D^2/4} = \frac{4Q_C}{\pi D^2}, \text{ м/с}; \quad (7)$$

где $S_{ПРОХ}$ и D – соответственно площадь проходного сечения (в м^2) и внутренний диаметр (в м) трубопровода; π = 3,14.

[redacted]

4.1.2. Расчет основного насоса

В соответствии с расчётной часовой пропускной способностью $Q_ч$ выбираются основные насосы (НМ) насосных станций так, чтобы значение

$Q_Ч$ попало в рабочую область $Q_Л \le Q_Ч \le Q_П$ заводской напорной (или Q – H) характеристики насоса, снятой на воде (с $t_{ст}$ = 20°C) (поскольку в данном диапазоне заметного ухудшения к.п.д. не наблюдается, см. рис.17).

Здесь $Q_Л$, $Q_П$ – левая и правая границы рабочей зоны насоса.

Если границы рабочей области на графике $H=F(Q)$ не показаны, то они вычисляются по формулам:

$$Q_Л = \blacksquare Q_{B.опт} \text{ и } Q_П = \blacksquare Q_{B.опт} \; ; \qquad (8)$$

где $Q_{B.опт}$ – подача выбранного типа насоса в оптимальном режиме, т.е. при максимальном К.П.Д. η_{max} (рис. 17).

Учитывая, что возможность пользоваться каталогами центробежных насосов имеется не всегда, удобно представлять зависимости напора (H) и КПД (η) насоса от его подачи (Q) в аналитическом виде, которые в общем случае имеют форму параболы:

$$H_{НЖ} = F(Q) = h_{НЖ} + a_{НЖ} \cdot Q - b_{НЖ} \cdot Q^2, \qquad (9)$$

$$\eta_{НЖ} = f(Q) = c_{0Ж} + c_{1Ж} \cdot Q + c_{2Ж} \cdot Q^2 \qquad (10)$$

В частном случае для насосов с плавно падающей напорной характеристикой ($a_{НЖ} = 0$, что справедливо для большинства основных магистральных и подпорных центробежных насосов) уравнение принимает вид:

$$H_{НЖ} = h_{НЖ} - b_{НЖ} \cdot Q^2 \qquad (11)$$

где $H_{НЖ}$, $\eta_{НЖ}$ - напор и к.п.д. насоса при подаче Q;

$h_{НЖ}$, $a_{НЖ}$, $b_{НЖ}$, $c_{0Ж}$, $c_{2Ж}$ - эмпиритические коэффициенты .

Параметры в формулах имеют следующие размерности: [$H_{НЖ}$] = м; [$\eta_{НЖ}$] = доли единицы; [Q] = м^3/ч.

Из уравнения (коэффициенты которого $c_{0в}$, $c_{1в}$ (в ч/м^3) и $c_{2в}$ (в ч/м^6) приводятся в табл. 14 для каждого насоса находится подача насоса, соответствующая его максимальному к.п.д. на воде $\eta_{Мв_{max}}$ $\eta_{Мв} = f(Q) \Rightarrow \max$ при условии, что частная производная равна нулю $\frac{\partial \eta_{M_в}}{\partial Q} = c_{1в} + 2c_{2в} Q_{B.опт} = 0$,

отсюда находится подача насоса в оптимальном режиме:

$$Q_{опт} = -c_{1в} / (2c_{2в}) \qquad (12)$$

[redacted]

при которой максимальный К.П.Д. на воде $\eta_{M.B_{\max}}$ равен

$$\eta_{M.B_{\max}} = c_{0B} + c_{1B} Q_{B.опт} + c_{2B} Q^2_{B.опт} \qquad (13)$$

[redacted]

Т.е. $\eta M.B\ max$=86%

$Q_л = 0{,}8 \cdot Q_{в\ опт}$= [redacted] м^3/ч;

$Q_п = 1{,}2 \cdot Q_{в\ опт}$= [redacted] м^3/ч.

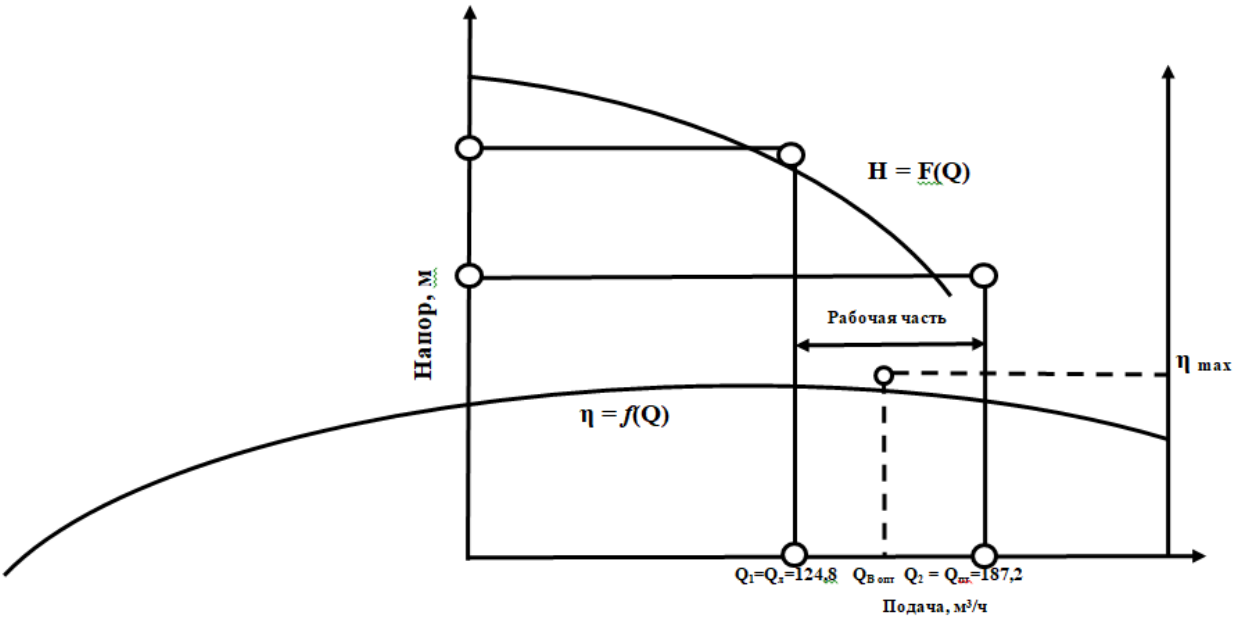

Рис. 17. (Q –H) – характеристика центробежного насоса

Технические характеристики центробежных насосов марки НМ приведены в табл. 14.

По двум точкам (Q_1, H_1) и (Q_2, H_2) снятым с графика плавно падающей (Q-H) - характеристики насоса и лежащим в его рабочей области (см. рис. 17), находим аналитическую зависимость напора, развиваемого насосом (в *м*), от его подачи (в *м*^{3}/*ч*):

$$H_{MB} = F(Q) = h_{MB} - в_{M.B} \cdot Q^2 \qquad (14)$$

Коэффициенты $h_{мв}$ и $в_{мв}$ зависимости (14) находим, решая систему из двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{cases} H_1 = h_{мв} - b_{мв} Q_1^2; \\ H_2 = h_{мв} - b_{мв} Q_2^2. \end{cases} \quad (15)$$

Отсюда получаем:

$$\begin{cases} h_{мв} = \dfrac{H_1 Q_2^2 - H_2 Q_1^2}{Q_2^2 - Q_1^2} \\ b_{мв} = \dfrac{H_1 - H_2}{Q_2^2 - Q_1^2} \end{cases} \quad (16)$$

[redacted]

где $Q_1 = Q_Л$ и $Q_2 = Q_П$ находятся по формулам, а соответствующие этим значениям напоры H_1 и H_2 , взятые с заводской напорной характеристики $H=F(Q)$ (см. рис.17), приведены в табл. 15.

Правильность вычисления коэффициентов по формулам оцениваем с помощью погрешности:

$$\Delta = \left| \frac{F(Q_{О.Н.}) - H_{О.Н}}{H_{О.Н}} \right| \cdot 100\% \le 5\% \quad (17)$$

[redacted]

которая не должна превышать допустимой (5%).

где [redacted]

Тогда напор, развиваемый насосом на воде в оптимальном режиме будет равен [redacted]

Напоры $H_1 = F(Q_1)$ и $H_2 = F(Q_2)$, соответствующие левой и правой границам рабочей области ($Q - H$) – характеристики насосов ($Q_1 = Q_Л \le Q \le Q_2 = Q_П$).

Таблица 14

Расчетно-технологическая часть по определению гидравлического расчета, расчета параметров трубопровода, расчета основного насоса и характера течения трубопровода

Технические характеристики насосов серии НМ

Типоразмер насоса	Номинальный режим на воде						Число ступеней (рабочих колёс), $n_к$
	Подача $Q_{О.Н}$, $м^3/ч$	Напор $H_{О.Н}$, м	Частота вращения, n, об/мин	Допуст. кавитац. запас $\Delta h_{доп.\ Н,\ м}$	КПД $\eta_{ОН}$,%	Мощность привода (эл/двиг.) $N_{О.Н}$, кВт	
Насосы секционные многоступенчатые, с рабочими колесами одностороннего входа $n_{ВС} = 1$							
НМ 125-550*	**125**	**550**	**3 000**	**4,0**	**72**	**400**	**5**
НМ 180-500*	180	500	3 000	4,0	72	400	5
НМ 250-475*	250	475	3 000	4,0	75	500	5
НМ 360-460*	360	460	3 000	4,5	78	630	3
НМ 500-300*	500	300	3 000	4,5	80	500	3
НМ 710-280*	710	280	3 000	6,0	80	800	3
Насосы спиральные одноступенчатые с двухсторонним подводом жидкости к рабочему колесу $n_{ВС} = 2$							
НМ 1250-260* с ротором $1 \cdot Q_{О.Н}$ со сменным ротором на подачу $0,7 \cdot Q_{О.Н}$ и на подачу $1,25\ Q_{О.Н}$	1259 875 1562,5	260 * * * *	3 000	20 16 30	80	1250 1250 1600	1
НМ 1800-240*	1800	240	3 000	25	83	1600	1
НМ 2500-230* с ротором $1,0Q_{О.Н}$ $0,7\ Q_{О.Н}$ $0,5\ Q_{О.Н}$ $1,25\ Q_{О.Н}$	2500 1750 1250 3125	230 * * * * * *	3 000	32 30 - 38	86	2000 2000 2000 2500	1
НМ 3600-230* с ротором $1,0Q_{О.Н}$ $0,7\ Q_{О.Н}$ $0,5\ Q_{О.Н}$ $1,25\ Q_{О.Н}$	3600 2520 1800 4500	230 * * * * * *	3 000	40 35 - 45	87	2500 2500 2500 3150	1
НМ 5000-210* с ротором $1,0Q_{О.Н}$ $0,7\ Q_{О.Н}$ $0,5\ Q_{О.Н}$	5000 3500 2500	210 * * * *	3 000	42 - -	88	3150 3150 3150	1
НМ 7000-210* с ротором $1,0Q_{О.Н}$ $0,7\ Q_{О.Н}$ $0,5\ Q_{О.Н}$ $1,25\ Q_{О.Н}$	7000 4900 3500 8750	210 * * * * * *	3 000	52 45 - -	89	5000 5000 4000 6300	1
НМ 10000-210* с ротором $1,0Q_{О.Н}$ $0,7\ Q_{О.Н}$ $0,5\ Q_{О.Н}$ $1,25\ Q_{О.Н}$	10000 7000 5000 12500	210 * * * * * *	3 000	65 52 - 87	89 87	6300 6300 5000 8000	1

Примечание. * - Насосы прошлых лет выпуска; ** - Рассчитать по напорной характеристике насоса самостоятельно.

Таблица 15

Справочные данные по насосам типа НМ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (9)			Параметры насоса, мм			
	$10^{-2}\cdot C_{0в}$	$10^{-4}\cdot C_{1в}$, ч/м^2	$10^{-8}\cdot C_{2в}$, ч^2/м^6	Диаметр патрубка (условный проход) входного $D_{вх}$	Диаметр патрубка (условный проход) выходного $D_{вых}$	Диаметр рабочего колеса, $D_К$	Ширина лопаток рабочего колеса
Насосы секционные многоступенчатые							
НМ 125-550*	**3,45**	**94**	**-3021**	**200**	**135**	**260***	**16**
НМ 180-500*	3,05	81	-2448	200	135	272*	16
НМ 250-475*	2,29	51	-871	250	190	300*	16
НМ 360-460*	7,61	38	-505	300	190	300*	24
НМ 500-300*	6,00	33	-352	300	235	300*	28
НМ 710-280*	-0,33	27	-213	300	235	315*	-
Насосы спиральные одноступенчатые							
НМ 1250-260*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	20,29	10,36	-44,35	353	353	440*	
– 0,7 $Q_{О.Н}$	17,14	11,91	-52,68	353	353	418*	26
НМ 1250-260							26
ротор 1,25$Q_{О.Н}$	34,10	6,27	-21,7	353	353	450	
НМ 1800-240*							
ротор 1,0$Q_{О.Н}$	3,86	9,51	-28,57	512	380	440*	
НМ 2500 - 230*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	6,86	7,11	-15,63	512	380	430*	
- 0,7 $Q_{О.Н}$	4,96	7,94	-19,81	512	380	495*	36,2
- 0,5 $Q_{О.Н}$	5,66	9,73	-29,87	512	380	425*	38
НМ 2500 - 230							26
ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	18,8	4,03	-6,2	512	380	450	
НМ 3600 - 230*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	7,05	5,30	-8,64	512	380	450*	
- 0,7 $Q_{О.Н}$	4,29	6,32	-12,28	512	380	450*	41
- 0,5 $Q_{О.Н}$	7,55	7,62	-19,52	512	380	450*	43
НМ 2500 - 230							29
ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	15,1	4,0	- 4,57	512	380	470	
НМ 5000 - 210*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	10,57	3,42	- 3,74	610	610	450*	70
- 0,7 $Q_{О.Н}$	22,61	3,66	- 5,33	610	610	470*	72
- 0,5 $Q_{О.Н}$	33,57	2,89	- 4,02	610	610	430*	70
НМ 7000 - 210*							
ротор 1,0 $Q_{О.Н}$	0,46	2,58	- 1.85	610	610	475*	
- 0,7 $Q_{О.Н}$	3,14	3,14	- 3,11	610	610	475*	61
- 0,5 $Q_{О.Н}$	0,16	4,11	- 4,93	610	610	467*	49
НМ 7000 - 210							52
ротор 1,25 $Q_{О.Н}$	2,25	2,0	01,23	610	610	490	
НМ 10000-210*с							
ротором1,0 $Q_{О.Н}$	5,66	1,84	-1,02	610	800	495*	66
- 0,7 $Q_{О.Н}$	5,55	2,35	-1,70	610	800	505*	57
- 0,5 $Q_{О.Н}$	1,00	3,08	-2,86	610	800	475*	58
- 1,25 $Q_{О.Н}$	17,0	1,47	-0,76	610	800	530*	

Примечание. * - насосы прошлых лет выпуска.

Таблица 16

Типоразмер насоса	Диаметр рабочего колеса D_K, *мм*	Напоры (в *м*), соотв. подачам Q_1 и Q_2	
		$H_1 = F(Q_1)$	$H_2 = F(Q_2)$
Насосы секционные			
НМ 125-550*	**260***	**539**	**414**
НМ 180-500*	272*	559	469
НМ 250-475*	300*	472	405
НМ 360-460*	300*	498	423
НМ 500-300*	300*	347	272
НМ 710-280*	315	335	263
Насосы спиральные			
НМ 1250-260* ротор 1,0 $Q_{O.H}$ – 0,7 $Q_{O.H}$ НМ 1250-260 ротор 1,25$Q_{O.H}$	 440* 418* 450	 285 254 307	 243 218 282
НМ 1800-240* Ротор 1,0$Q_{O.H}$	 440*	 278	 267
НМ 2500-230* ротор 1,0 $Q_{O.H}$ - 0,7 $Q_{O.H}$ - 0,5 $Q_{O.H}$ НМ 2500-230 ротор 1,25 $Q_{O.H}$	 430* 405* 425* 450	 257 228 220 270	 217 205 186 144
НМ 3600-230* ротор 1,0 $Q_{O.H}$ - 0,7 $Q_{O.H}$ - 0,5 $Q_{O.H}$ НМ 2500-230 ротор 1,25 $Q_{O.H}$	 450* 450* 450* 470	 281 239 241 253	 226 201 201 215
НМ 5000-210* ротор 1,0 $Q_{O.H}$ - 0,7 $Q_{O.H}$ - 0,5 $Q_{O.H}$	 450* 470* 439*	 190 244 58	 143 194 25
НМ 7000-210* ротор 1,0 $Q_{O.H}$ - 0,7 $Q_{O.H}$ - 0,5 $Q_{O.H}$ НМ 7000-210 ротор 1,25 $Q_{O.H}$	 475* 475* 467* 490	 241 231 207 263	 168 202 161 187
НМ 10000-210* ротор 1,0 $Q_{O.H}$ - 0,7 $Q_{O.H}$ - 0,5 $Q_{O.H}$ - 1,25 $Q_{O.H}$	 495* 505* 475* 530*	 225 247 230 314	 195 153 183 235

Примечание. * - насосы прошлых лет выпуска.

При транспортировке маловязкой нефти и нефтепродуктов вышеперечисленные характеристики изменений не претерпевают.

4.1.3. Характер течения

Для выяснения характера режима течения определяем критерий Рейнольдса (Re):

$$\mathrm{Re} = \frac{V \cdot D}{\nu}; \qquad (18)$$

[redacted]

Первое предельное число Рейнольдса:

$$\mathrm{Re}_I = \frac{10 \cdot D}{k}; \qquad (19)$$

где k - эквивалентная шероховатость труб = 0, 05мм (сварные чистые трубы)

[redacted]

Re при расчетном режиме = [redacted] < Re_I - течение в зоне Блазиуса.

Коэффициент гидравлического сопротивления:

[redacted] (20)

[redacted]

Определяем гидравлический уклон для расчётного режима:

$$i = \frac{\lambda \cdot}{D} \cdot \frac{V}{2 \cdot g}; \qquad (21)$$

[redacted]

Гидравлический уклон участка нефтепровода с лупингами:

$$i_л = i \cdot V; \qquad (22)$$

[redacted]

Суммарные потери напора на трассе трубопровода:

$$\sum H = 1{,}02 \cdot i \cdot L + \Delta Z; \qquad (23)$$

[redacted]

Расчетное число НПС:

$$n_p = \frac{\sum H \cdot N(h_{ПП} - h_{КП})}{H_{СТ}}; \qquad (24)$$

[redacted]

Число нефтеперекачивающих станций n=1.

4.2. Материалы для строительства промыслового трубопровода

4.2.1. Марка стали

В зависимости от назначения и диаметра с учетом требований безопасности эксплуатации трубопроводов и их участки подразделяют на пять категорий. Категория трубопровода или его участка определяет требования к расчету, контролю сварных соединений и испытаниям (таб.17).

Таблица 17

Требования к участкам трубопроводов в зависимости от категорий

Категория трубопро-водов и их участков	Коэффициент m условий работы при расчете трубопроводов на прочность	Кол-во монтажных сварных соединений, подлежащих контролю физическими методами, % к общему количеству	Давление предварительного гидравлического испытания
В	0.6	100	$1.25P_{раб}$
I	0.75	100	$1.25P_{раб}$
II	0.75	100	Предварительное испытание участков трубопроводов не требуется
III	0.9	100	
IV	0.9	≤20	

В связи с большим разнообразием климатических условий при строительстве и эксплуатации трубопроводов трубы подразделяют на две группы. К первой относятся трубы в обычном исполнении (для трубопроводов, прокладываемых в средней полосе и южных районах страны), для которых принята температура эксплуатации 0°С и выше и температура строительства -40°С и выше. Ко второй группе относятся трубы в северном исполнении (для трубопроводов, прокладываемых в северных районах страны, например, в Сибири), для которых принята температура эксплуатации -20°С ÷40°С, а температура строительства -60°С. За температуру эксплуатации принимают минимальную температуру стенки труб при эксплуатации под рабочем давлением, за температуру строительства принимают температуру стенки труб или воздуха (для наиболее холодной пятидневки).

В условиях Западной Сибири используются трубы повышенной коррозионно- и хладостойкости из коррозионностойкой стали. На данный

момент наилучший результат коррозионной стойкости - у стали **13ХФА,** согласно испытаниям июль-ноябрь 2008 года. Сталь **13ХФА** показала наилучший результат коррозионной стойкости в сравнении со сталями 06Х1Ф, сталью Ст.20 и 15ХГФМ при экспозиции на точке № 6. Данную марку стали рекомендуется проверить также на остальных узлах, где транспортируемая среда отнесена к средне/сильноагрессивной степени. В таблице 18 приведены результаты сравнения коррозионной стойкости испытуемых марок сталей по отношению к контрольному образцу из стали Ст.3. При отнесении среды к среднеагрессивной (по данным по контрольной скорости коррозии), ячейка выделяется желтым фоном, при отнесении к сильноагрессивной - красным. Неагрессивные среды – зеленым. Коэффициент коррозионной стойкости, приведенный в таблице 18, с увеличением количества результатов в разных условиях, должен стать основой для выбора наиболее коррозионно-устойчивой марки трубной стали.

Таблица 18

Коэффициент стойкости разных сталей по отношению к Стали 3 по результатам испытаний июль-декабрь.

Марка стали	Коэффициент коррозионной стойкости разных сталей по отношению к Стали 3. ($V_{корр.Ст.3}/V_{корр.}$)						
	точка 1	точка 2	точка 3	точка 6	точка 9	точка 10	Средняя
13ХФА(Северсталь)					7,18		7,18
13ХФА (Волж.ТЗ)				3,47			3,47
08ХМФЧА(Выкс.МЗ)	0,96		3,84				2,4
15ХГФМ (Газпроминвест)				1,37			1,37
06Х1Ф (Волж.ТЗ)					1,40		1,4
20КСХ (№64) (Северсталь)				0,61			0,61
09ГСФ (ВыксМЗ)			3,81				3,81
08ХМФЧА (Х52) (СинТЗ)			5,64				5,64
20КСХ(№12) (Северсталь)				4,2			4,2
13ХФА (Китай)					1,2		1,2
13ХФА (ВыксМЗ)				0,85			0,85
Сталь «н.м.№ 11» (Северсталь»					0,54		0,54

В настоящий момент, по результатам пяти испытаний, набранная статистика не является достаточно полной, чтобы делать окончательные выводы. Для получения дополнительной информации по коррозионной стойкости различных марок сталей рекомендуется продолжить испытания в 2009 году, с учетом рекомендаций Исполнителя - по переносу не показательных точек на другие трубопроводы.

Одним из выводов проведенных испытаний является вывод о том, что коррозионная агрессивность в системе нефтесбора колеблется в достаточно широких пределах от 0,015 мм/год до 0,480 мм/год на точке 3; от 0,042 мм/год до 1,99 мм/год на точке 6; от 1,565 мм/год до 1,89 мм/год на точке 9.

Проведение научной работы по поиску корреляций путем проведения дополнительной аналитической работы параллельно с испытаниями сталей, позволит найти основные факторы, влияющие на коррозионный износ трубопроводов и, соответственно, новые методы воздействия на них.

Электросварные трубы нефтегазового сортамента по сравнению с аналогичной продукцией имеют более точные геометрические параметры по показателю разнотолщинности стенок, большие возможности в обеспечении заданной длины, удобны в эксплуатации. С учетом этих преимуществ, освоение выпуска нефтегазопроводных труб по новой технологии позволит повысить производительность в этом сегменте, а также качество продукции. Электросварные трубы повышенной коррозионно- и хладостойкости предназначены для сооружения промысловых трубопроводов, транспортирующих нефть и нефтепродукты при рабочем давлении до 7,4 МПа включительно. Трубопроводы с использованием данных труб могут строиться, эксплуатироваться и ремонтироваться в условиях агрессивных сред Западной Сибири при температуре окружающей среды от минус 60°С до плюс 40°С и температуре транспортируемых веществ от плюс 5°С до плюс 80°С.

4.2.2. Изоляционные материалы

Наружная и внутренняя коррозия является основной причиной отказов нефтегазопромысловых трубопроводов (таб.13). Повышение надежности работы трубопроводных систем возможно при применении новых технологических и эффективных методов антикоррозионных мероприятий и защитных покрытий.

Способы защиты трубопроводов от наружной коррозии

Промысловые подземные трубопроводы эксплуатируются в среде, представляющее собой почвенный электролит, который весьма активно способствует коррозионному разрушению незащищенного металла. Очевидно, что эффективность противокоррозионной защиты в значительной степени определяет надежность трубопровода. Важнейшим техническим мероприятием по борьбе с коррозией является предотвращение непосредственного контакта металла труб с агрессивной средой, что достигается созданием на поверхности трубопровода специальной оболочки, называемой изоляционным покрытием. Изоляционное покрытие имеет определенную конструкцию в зависимости от коррозионной активности грунтов.

Срок службы металлических конструкций в естественных условиях окружающей среды часто относительно короткий. Продлить его можно в основном четырьмя способами, которые широко используются в практике. К ним относятся:

- изоляция поверхности трубопровода от контакта с внешней агрессивной средой;
- использование коррозионностойких материалов;
- применение электрохимической защиты подземных металлических сооружений;
- воздействие на окружающую среду с целью снижения ее агрессивности.

В зависимости от диаметра и конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов применяются два типа защитных покрытий: усиленный и нормальный. Для наших условий подходит первый тип.

Усиленный тип защитных покрытий применяется на участках трубопроводов I и II категорий всех диаметров, на трубопроводах диаметром до 820мм и более, а также на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых в зонах повышенной коррозионной опасности:

- на засоленных почвах любого района страны (солончаковые, солонцы, солоди, такиры, соры и д.р.);
- в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, на участках перспективного обводнения или орошения, на переходах (подводных, в поймах рек, через железные и автомобильные дороги);
- на пересечении с различными трубопроводами плюс в обе стороны от пересечения в соответствии с НТД;
- блуждающих токов источников постоянного тока;
- и т.д.

Для противокоррозионных покрытий трубопроводов должны применяться материалы, приведенные в таб. 19.

В настоящее время трубопроводы в основном изолируются: полимерные, битумные, битумно-полимерные, асфальто-смолистые мастики с применением полимерных ленточных материалов; полимерным покрытиями заводского нанесения. Из этих материалов наилучшими эксплуатационными свойствами на сегодняшний день обладают полимерные изоляционные покрытия заводского нанесения толщиной 3-5мм с изоляцией зоны сварных стыков термоусаживающими лентами и манжетами.

Таблица 19

Материалы для защитных покрытий

Условия нанесения покрытия	Номер конст-рукции	Конструкция (структура) защитного покрытия	Толщина защитного покрытия, мм, не менее для труб диаметром (мм) не более				Максимальная температура эксплуатации
			273	530	820	1420	
1. Защитные покрытия усиленного типа							
Заводское или базовое	1	Трехслойное полимерное:	2,0[2]	2,2[2]	2,5[2]	3,0[2]	333(60)
		- грунтовка на основе термореактивных смол; - термоплавкий полимерный подслой;					
		- защитный слой на основе экструдированного полиолефина					
Заводское или базовое	2	Двухслойное полимерное: - термоплавкий полимерный подслой;	2,0[2]	2,2[2]	2,5[2]	3,0[2]	333(60)
		- защитный слой на основе экструдированного полиолефина;					
Заводское, базовое или трассовое	4	На основе полиуретановых смол	1,5	2,0	2,0	2,0	353(80)
Заводское или базовое	5	На основе порошковых эпоксидных красок	0,35 для труб диаметром не более 820 мм				353(80)
Заводское или базовое	6	Стеклоэмалевые: - однослойные;	0,3	0,3	-	-	423(150)
		- двухслойные	0,4	0,4	-	-	423(150)
Заводское или базовое	7	Комбинированные на основе мастики и экструдированного полиолефина:	2,5[4]	3,0	-	-	313(40)
		грунтовка битумная или битумно-полимерная;					
		- мастика битумная или асфальто-смолистая, модифицированная, толщиной не менее 0,5 мм; - защитный слой из экструдированного полиолефина					
Заводское или базовое	8	Комбинированное на основе полимерной ленты и экструдированного полиолефина:	2,2	2,5	2,8	3,5	313(40)
		- грунтовка полимерная;					
		- лента изоляционная липкая, толщиной не менее 0,45 мм в один слой; - защитный слой на основе экструдированного полиолефина					
Заводское или базовое	9	На основе термоусаживающихся материалов	1,2	1,8	2,0	2,4	373(100)
Базовое	10	Ленточное полимерное[5]: - грунтовка полимерная; - лента изоляционная, липкая, толщиной не менее 0,6 мм; - обертка защитная полимерная, липкая, толщиной не менее 0,6 мм	1,2	1,8	2,4	-	313(40)
Базовое	11	Ленточное полимерное, термостойкое[5]:	1,2	1,8	2,4	-	353(80)
		- грунтовка полимерная; - лента изоляционная термостойкая полимерная, толщиной не менее 0,6 мм;					
		- обертка защитная термостойкая, толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем					
Базовое	12	Мастичное полимерное армированное[6]:	5,0				313(40)
		грунтовка полимерная;	для всех диаметров труб до 1020 мм включительно				
		- мастика изоляционная битумно-полимерная, толщиной не менее 2,0 мм;					
		- нитепрошивная стеклосетка, пропитанная битумно-полимерной мастикой, толщиной не менее 1,8 мм;					
		- лента изоляционная липкая, толщиной не менее 0,6 мм;					

		- обертка защитная полимерная, толщиной не менее 0,6 мм в один слой					
Трассовое	13	Мастичное:	6,0				313(40)
или базовое		- грунтовка битумная или битумно-полимерная;	для всех диаметров труб не более 820 мм				
		- мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная или на основе асфальто-смолистых соединений, толщиной не менее 3,0 мм;					
		- рулонный армирующий материал;					
		- мастика изоляционная битумная, битумно-полимерная или на основе асфальто-смолистых соединении, толщиной не менее 3,0 мм					
		- рулонный армирующий материал;					
		- обертка защитная					
Трассовое	14	Комбинированные, на	4,0				313(40)
		основе мастики или полимерной ленты[6]:	для всех диаметров труб не более 820 мм				
		- грунтовка битумно-полимерная;					
		- мастика изоляционная на основе битума или асфальто-смолистых соединений;					
		- лента полимерная, толщиной не менее 0,4 мм;					
		- обертка защитная полимерная, толщиной не менее 0,5 мм					
Трассовое	15	На основе термоусаживающихся материалов	1,2	1,2	1,2	2,0	373(100)
Трассовое	16	Ленточное полимерное:	1,2				313(40)
		- грунтовка полимерная;	для всех диаметров труб не более 820 мм				
		- лента изоляционная полимерная, липкая, толщиной не менее 0,6 мм;					
		- обертка защитная полимерная, липкая, толщиной не менее 0,6 мм					
Трассовое	17	Ленточное полимерное[6]:	1,8	1,8	1,8	1,8	313(40)
		- грунтовка полимерная;					
		- лента изоляционная полимерная, липкая, толщиной не менее 0,6 мм в два слоя;					
		- обертка защитная полимерная, липкая, толщиной не менее 0,6 мм					
Трассовое	18	Ленточное полимерное, термостойкое:	1,2	1,2	1,2	-	353(80)
		- грунтовка полимерная;					
		- лента изоляционная термостойкая, полимерная, толщиной не менее 0,6 мм;					
		- обертка защитная термостойкая, толщиной не менее 0,6 мм или армированная стеклотканью с липким слоем					
Трассовое	19	Ленточное полимерно-битумное[6]:	3,0	3,0	3,0	3,6	313(40)
		- грунтовка битумно-полимерная;					
		- лента полимерно- битумная, толщиной не менее 1,5 мм в два слоя;					
		- обертка защитная полимерная, липкая, толщиной не менее 0,6 мм[7]					
Трассовое	20	Ленточное полимерное с вулканизирующим слоем (адгезивом)[9]:	1,2	1,2	1,2	1,8	313(40)
		- грунтовка полимерная вулканизирующая;					
		- лента изоляционная полимерная с вулканизирующим слоем, толщиной не менее 0,6 мм в один или два слоя;					
		- обертка защитная полимерная липкая, толщиной не менее 0,6 мм в один слой					

Примечание. 1 - Для сохранности покрытий заводского или базового нанесения в период транспортировки, погрузочно-разгрузочных работ, складирования предусмотреть специальные меры в соответствии с НТД,

исключающие механические повреждения; 2 - Толщина покрытий над усилением сварного шва должна быть не менее 1,5 мм для труб диаметром не выше 530 мм, не менее 2,0 - для труб диаметром не выше 820 мм и не менее 2,5 - для труб диаметром 1020 мм и выше; 3 - Для труб диаметром не более 426 мм допускается толщина 2,0 мм; 4 - Для труб диаметром более 114 мм допускается толщина 2,2 мм; 5 - Для труб 530 мм и более конструкция защитного покрытия состоит из 2 слоев ленты и одного или двух слоев обертки; 6 - Данная конструкция допускается к применению на нефте- и нефтепродуктопроводах; 7 - Для труб диаметром 820 мм при пролегании трубопровода в мягких грунтах допускается применение покрытия без обертки по согласованию с заказчиком и Госгортехнадзором России; 8 - Под максимальной температурой эксплуатации понимается максимальная температура транспортируемого продукта; 9 - Для переизоляции газопроводов со сроком амортизации не более 10 лет.

Чаще всего используются:

✓ **Полилен "ОБ" ТУ 2245-004-01297859** **(**Обертка липкая полиэтилановая Полилен-ОБ предназначена для защиты от механических повреждений изоляционных покрытий наружной поверхности подземных трубопроводов при температурах эксплуатации от -6О°С до +50°С);

✓ **Праймер НК-50 ТУ 5775-001-01297859-95 (** Праймер НК-50, предназначен для нанесения на металлические трубопроводы под полимерные изоляционные ленты для защиты от коррозии металлической поверхности трубопроводов при температуре эксплуатации до плюс 50°С. Праймер представляет собой каучуково-смоляную, наполненную композицию, растворенную в бензине. Праймер применяется в конструкциях изоляционных покрытий трубопроводов нормального, усиленного и весьма усиленного типов в соответствии с ГОСТ 25812-83).

4.3. Расчет трубопровода на прочность и устойчивость

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы в соответствии с нормами СНиП 2.05.06-85* проверяют на прочность в продольном направлении и на отсутствие недопустимых пластических деформаций.

4.3.1.Расчетные характеристики материалов

Нормативные сопротивления растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений R_1^H и R_2^H следует принимать равными соответственно минимальным значениям временного сопротивления и предела текучести, принимаемым по государственным стандартам и техническим условиям на трубы. Расчетные сопротивления растяжению (сжатию) R_1^H и R_2^H следует определять по формулам:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}; \qquad (25)$$

$$R_2 = \frac{R_2^H \cdot m}{k_2 \cdot k_H}; \qquad (26)$$

где m - коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по табл. 17;

k_1, k_2- коэффициенты надежности по материалу, принимаемые соответственно по табл. 20 и 21;

k_H- коэффициент надежности по назначению трубопровода, принимаемый по табл. 22.

Таблица 20

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу к1
1. Сварные из малоперлитной и бейнитной стали контролируемой прокатки и термически упрочненные трубы, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву, с минусовым допуском по толщине стенки не более 5% и прошедшие 100%-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами	[redacted]
2. Сварные из нормализованной, термически упрочненной стали и стали контролируемой прокатки, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой под флюсом по сплошному технологическому шву и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами. Бесшовные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100 %-ный контроль неразрушающими методами	[redacted]
3. Сварные из нормализованной и горячекатаной низколегированной стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами	[redacted]
4. Сварные из горячекатаной низколегированной или углеродистой стали, изготовленные двусторонней электродуговой сваркой или токами высокой частоты. Остальные бесшовные трубы	[redacted]

Примечание. Допускается применять коэффициенты: 1,34 вместо 1,40; 1,4 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двухслойной сваркой под флюсом или электросваркой токами высокой частоты со стенками толщиной не более 12 мм при использовании специальной технологии производства, позволяющей получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту k_1.

Таблица 21

Характеристика труб	Значение коэффициента надежности по материалу к2
Бесшовные из малоуглеродистых сталей	[redacted]
Прямошовные и спиральношовные сварные из малоуглеродистой и низколегированной стали с отношением $R_2^н / R_1^н \le 0,8$	[redacted]
Сварные из высокопрочной стали с отношением $R_2^н / R_1^н > 0,8$	[redacted]

Таблица 22

Условный диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента надежности по назначению трубопровода $к_н$			
	для газопроводов в зависимости от внутреннего давления Р			Для нефтепроводов и нефтепродукто-проводов
	$p \le 5{,}4$ МПа $p \le 55$ кгс / кв.см	$5{,}4 < p \le 7{,}4$ МПа $55 < p \le 75$ кгс / кв.см	$7{,}4 < p \le 9{,}8$ МПа $75 < p \le 100$ кгс / кв.см	
500 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00
600-1000	1,00	1,00	1,05	1,00
1200	1,05	1,05	1,10	1,05
1400	1,05	1,10	1,15	-

Таблица 23

Физическая характеристика и обозначение стали		Величина и размерность
Плотность	ρ	7850 кг/куб.м
Модуль упругости	E_0	206 000 МПа (2 100 000 кгс/кв.см)
Коэффициент линейного расширения	α	0,000012 град-1
Коэффициент поперечной деформации Пуассона в стадии работы металла:		
упругой	μ_0	0,3
пластической	μ	По п. *

Значения характеристик грунтов следует принимать по данным инженерных изысканий с учетом прогнозирования их свойств в процессе эксплуатации.

Исходные данные для прочностного расчёта приведены в табл.24

Таблица 24

Исходные данные

R_1^H	R_2^H	k_1	k_2	k_H	m
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

Значения R_1^H, R_2^H взяли из «перечня технических условий на стальные трубы и их характеристики».

[redacted]

[redacted]

4.3.2. Нагрузки и воздействия

Расчетные нагрузки, воздействия и их сочетания должны приниматься в соответствии с требованиями СНиП 2.01.07-85. При расчете трубопроводов следует учитывать нагрузки и воздействия, возникающие при их

сооружении, испытании и эксплуатации. Коэффициенты надежности по нагрузке надлежит принимать по табл. 25. Допускается принимать коэффициент надежности по внутреннему давлению, но не менее указанного в табл. 25, при соответствующем обосновании исходя из условий эксплуатации трубопровода.

Таблица 25

Характер нагрузки и воздействия	Нагрузка и воздействие	Способ прокладки трубопровода		Коэффициент надежности по нагрузке n
		подземный, наземный (в насыпи)	надземный	
Постоянные	Масса (собственный вес) трубопровода и обустройств	+	+	1,10 (0,95)
	Воздействие предварительного напряжения трубопровода (упругий изгиб и др.)	+	+	1,00 (0,90)
	Давление (вес) грунта	+	-	1,20 (0,80)
	Гидростатическое давление воды	+	-	1,00
Временные	Внутреннее давление для газопроводов	+	+	1,10
Длительные	Внутреннее давление для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром 700-1200 мм с промежуточными НПС без подключения емкостей	+	+	1,15
	Внутреннее давление для нефтепроводов диаметром 700-1200 мм без промежуточных или с промежуточными НПС, работающими постоянно только с подключенной емкостью, а также для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов диаметром менее 700 мм	+	+	1,10
	Масса продукта или воды	+	+	1,00(0,95)
	Температурные воздействия	+	+	1,00
	Воздействия неравномерных деформаций грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры	+	+	1,50
Кратковременные	Снеговая нагрузка	-	+	1,40
	Ветровая нагрузка	-	+	1,20
	Гололедная нагрузка	-	+	1,30
	Нагрузка, вызываемая морозным растрескиванием грунта	+	-	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при пропуске очистных устройств	+	+	1,20
	Нагрузки и воздействия, возникающие при испытании трубопроводов	+	+	1,00
	Воздействие селевых потоков и оползней	+	+	1,00
Особые	Воздействие деформаций земной поверхности в районах горных выработок и карстовых районах	+	+	1,00
	Воздействие деформаций грунта при изменением его структуры (деформация просадочных грунтов при замачивании, вечномерзлых грунтов при оттаивании)	+	+	1,00

	Воздействия, вызываемые развитием солифлюкционных и термокарстовых процессов	+	-	1,05

Примечание. Знак "+" означает, что нагрузки и воздействия учитываются, знак "-" - не учитываются; значения коэффициента надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься при расчете трубопроводов на продольную устойчивость и устойчивость положения, а также в других случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы конструкции;

4.3.3. Определение толщины стенки трубопровода

Расчетную толщину стенки трубопровода δ, см, следует определять по формуле:

$$\delta = \frac{npD_{н}}{2(R_1 + np)}; \qquad (27)$$

[redacted]

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из условия:

$$\delta = \frac{npD_{н}}{2(R_1\psi_1 + np)}; \qquad (28)$$

[redacted]

где n - коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 20;

p - рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_н$ - наружный диаметр трубы, см;

R_1 - Расчетные сопротивления растяжению (сжатию);

ψ_1 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб, определяемый по формуле:

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\left|\sigma_{\text{пр}.N}\right|}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\left|\sigma_{\text{пр}.N}\right|}{R_1}; \qquad (29)$$

[redacted]

где $\sigma_{\text{пр}.N}$ — продольное осевое сжимающее напряжение, МПа, определяемое от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

Толщину стенки труб, определенную по формулам, следует принимать не менее 1/140 $D_{\text{н}}$, но не менее 3 мм для труб условным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм — для труб условным диаметром свыше 200 мм.

При этом толщина стенки должна удовлетворять условию, чтобы величина давления, определяемая была не менее величины рабочего (нормативного) давления.

Увеличение толщины стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений по сравнению с величиной, полученной по формуле, должно быть обосновано технико-экономическим расчетом, учитывающим конструктивные решения и температуру транспортируемого продукта.

Полученное расчетное значение толщины стенки трубы округляется до ближайшего большего значения, предусмотренного государственными стандартами или техническими условиями. При этом минусовый допуск на толщину стенки труб не учитывается.

4.3.4. Проверка прочности и устойчивости

Подземные и наземные (в насыпи) трубопроводы следует проверять на прочность, деформативность и общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия. Проверку на прочность подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов в продольном направлении следует производить из условия:

$$\left|\sigma_{пр.N}\right| \le \psi_2 R_1; \qquad (30)$$

[redacted]

где $\sigma_{пр.N}$ продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, определяемое согласно формуле 32;

ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{пр.N} \ge 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{пр.N} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}}{R_1}; \qquad (31)$$

[redacted]

где R_1 расчетные сопротивления растяжению (сжатию);

$\sigma_{кц}$ кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{npD_{вн}}{2\delta_н}; \qquad (32)$$

[redacted]

где n коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 20;

p рабочее (нормативное) давление, МПа;

$D_{вн}$ внутренний диаметр трубы, см;

$\delta_н$ номинальная толщина стенки трубы, м.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр.N}$ МПа, определяются от расчетных нагрузок и воздействий с учетом упругопластической работы металла.

Расчетная схема должна отражать условия работы трубопровода и взаимодействие его с грунтом.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные осевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{пр}.N} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{npD_{\text{вн}}}{2\delta_{\text{н}}}; \qquad (33)$$

[redacted]

где α	-	коэффициент линейного расширения металла трубы, град$^{-1}$;
E	-	переменный параметр упругости (модуль Юнга), МПа;
Δt	-	расчетный температурный перепад, принимаемый положительным при нагревании, °С;
μ	-	переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);
n	-	коэффициент надежности по нагрузке — внутреннему рабочему давлению в трубопроводе, принимаемый по таблице 20;
p	-	рабочее (нормативное) давление, МПа;
$D_{\text{вн}}$	-	внутренний диаметр трубы, см;
$\delta_{\text{н}}$	-	номинальная толщина стенки трубы, м.
σ_{i}	-	интенсивность напряжений, определяемая через главные напряжения; для данного частного случая по формуле:

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{пр}.N}\sigma_{\text{кц}} + \sigma_{\text{пр}.N}^2}; \qquad (34)$$

[redacted]

ε_i — интенсивность деформаций, определяемая по интенсивности напряжений в соответствии с диаграммой деформирования, рассчитываемой по нормированной диаграмме растяжения σ-ε по формулам:

$$\sigma_i = \sigma;$$

$$\varepsilon_i = \varepsilon - \frac{1-2\mu_0}{3E_0}\sigma;$$

μ_0 — коэффициент поперечной деформации в упругой области;

E_0 — модуль упругости, МПа.

Абсолютное значение максимального положительного $\Delta t_{(+)}$ или отрицательного $\Delta t_{(-)}$ температурного перепада, при котором толщина стенки определяется только из условия восприятия внутреннего давления по формуле, определяются для рассматриваемого частного случая соответственно по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu R_1}{\alpha E};\ \Delta t_{(-)} = \frac{R_1(1-\mu)}{\alpha E}; \qquad (35)$$

[redacted]

Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных и наземных (в насыпи) трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$\left|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}\right| \le \psi_3 \frac{m}{0{,}9k_{\text{н}}} R_2^{\text{н}}; \qquad (36)$$

[redacted]

$$\sigma_{кц}^{н} \le \frac{m}{0{,}9k_{н}} R_2^{н}; \qquad (37)$$

[redacted]

где $\sigma_{пр}^{н}$ - максимальные (фибровые) суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий, определяемые согласно формуле 39, МПа;

ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях $(\sigma_{пр}^{н} \ge 0)$ принимаемый равным единице, при сжимающих $(\sigma_{пр}^{н} < 0)$ - определяемый по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0{,}75\left(\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0{,}9k_{н}} R_2^{н}}\right)^2} - 0{,}5\frac{\sigma_{кц}^{н}}{\frac{m}{0{,}9k_{н}} R_2^{н}}; \qquad (38)$$

[redacted]

m, $R_2^{н}$, $k_{н}$ обозначения те же, что в формуле (26);

$\sigma_{кц}^{н}$ кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, МПа, определяемые по формуле:

$$\sigma_{кц}^{н} = \frac{pD_{вн}}{2\delta_{н}}; \qquad (39)$$

[redacted]

p — обозначение то же, что в формуле (32);

$D_{вн}$ — обозначение то же, что в формуле (32);

$\delta_н$ — обозначение то же, что в формуле (32).

Максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}^{н}$, МПа, определяются от всех (с учетом их сочетания) нормативных нагрузок и воздействий с учетом поперечных и продольных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. При определении жесткости и напряженного состояния отвода следует учитывать условия его сопряжения с трубой и влияние внутреннего давления.

В частности, для прямолинейных и упруго-изогнутых участков трубопроводов при отсутствии продольных и поперечных перемещений трубопровода, просадок и пучения грунта максимальные суммарные продольные напряжения от нормативных нагрузок и воздействий - внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба $\sigma_{пр}^{н}$, МПа, определяются по формуле:

$$\sigma_{пр}^{н} = \mu\sigma_{кц}^{н} - \alpha E\Delta t \pm \frac{ED_н}{2\rho}; \qquad (40)$$

[redacted]

где μ, α, E, Δt обозначения те же, что в формуле (32);

$\sigma_{кц}^{н}$ обозначение то же, что в формуле (37);

$D_н$ обозначение то же, что в формуле (27);

р минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода

Под устойчивостью трубопровода будем понимать его способность сохранять начальное прямолинейное или упругоискривленное положение при воздействии сжимающих сил, направленных вдоль оси. При расчете

продольной устойчивости важно правильно назначить расчетную модель грунта.

К настоящему времени в механике грунтов наиболее полно разработаны две расчетные модели грунтовой среды: модель пластичного тела и модель упругого грунта. К нашим условиям подходёдит первая модель (рис.18.).

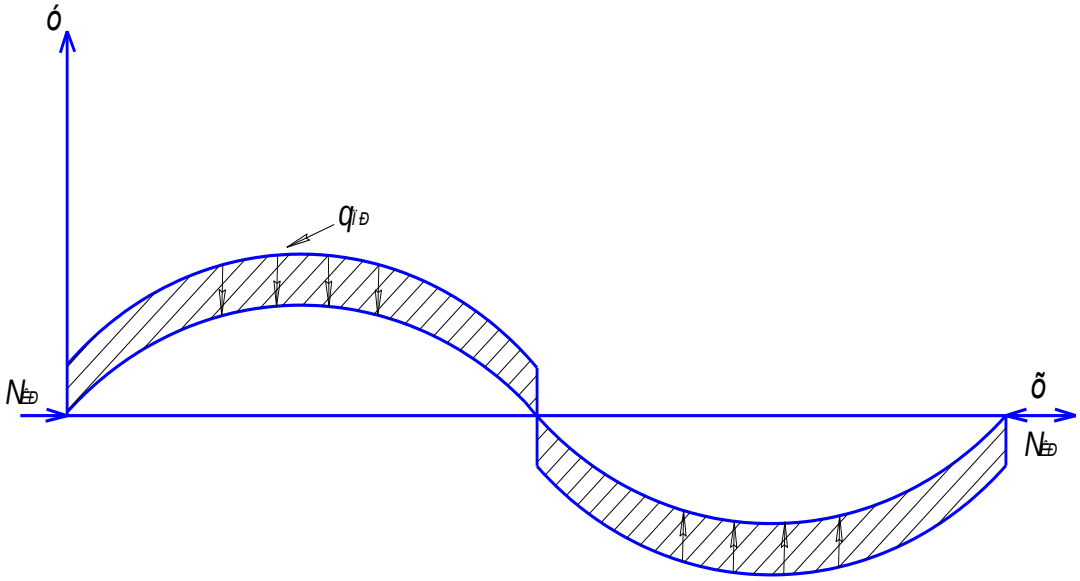

Рис.18. Схема искривления трубопровода в жестко пластичной грунтовой среде

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется по СНиП 2.05.06-85* в плоскости наименьшей жесткости системы в соответствии с условием.

$$S \le mN_{кр}; \qquad (41)$$

[redacted]

где S - эквивалентное продольное осевое усилие сжатия в прямолинейном или упругоизогнутом трубопроводе, возникающее от действия двух расчетных нагрузок и воздействий: внутреннего давления и положительного перепада температур, равное:

$$S = (0.2 \cdot \sigma_{КЦ} + \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t) \cdot F; \qquad (42)$$

где F — площадь поперечного сечения трубы;

$$F = 2 \cdot \pi \cdot R_{CP} \cdot \delta; \qquad (43)$$

[redacted]

где R_{CP} - средний радиус;

$$R_{CP} = \frac{D_н - \delta}{2}; \qquad (44)$$

[redacted]

$$S = (0.2 \cdot 225{,}302 + 0{,}000012 \cdot 206000 \cdot 5) \cdot 0{,}003 = 0{,}17;$$

Продольное критическое усилие, при котором происходит потеря устойчивости определяется выражением:

$$N_{кр} = 4{,}09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_в^4 \cdot F^2 \cdot E^5 I^3}; \qquad (45)$$

[redacted]

где P_0 - сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

$q_в$ - сопротивление поперечным вертикальным перемещениям отрезка трубопровода, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины.

Величину P_0 определяем по формуле:

$$P_0 = \pi \cdot D_H \cdot \tau_{пр}; \qquad (46)$$

[redacted]

где $\tau_{пр}$ - предельные касательные напряжения по контакту трубопровода с грунтом;

$$\tau_{пр} = P_{гр} \cdot tg_{гр}\varphi_{гр} + c_{гр}; \qquad (47)$$

[redacted]

где $P_{пр}$ - среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом; $\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения грунта; $c_{гр}$ - сцепление грунта. Данные по грунту находятся в таблице 26.

Таблица 26

Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов средней полосы России

грунт	$\varphi_{гр}$, град	$f_{гр}$ $tg_{гр}\varphi_{гр}$	$c_{гр}$, кПа

торф	16-30	0,3-0,5	0,5-4

Величину $P_{гр}$ определяем по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_н \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45° + \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_н}; \quad (48)$$

[redacted]

$n_{гр}$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта, принимаемый равным 0,8; h_0 - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до дневной поверхности, которую СНиП 2.05.06.-85* рекомендует принимать в пределах 0,6-1,1м в зависимости от условий прокладки (на болотах или торфяных грунтах, подлежащих осушению1,1); $q_{тр}$ - нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{тр} = q_м + q_{из} + q_{пр}; \quad (49)$$

[redacted]

Собственный вес 1 м трубы (для постоянных нагрузок к-т надежности n=0.95):

$$q_м = \rho_{ст} \cdot F_{ст} \cdot g; \quad (50)$$

[redacted]

Нагрузка от перекачиваемого продукта (к-т надежности $n_{пр}$=0.95):

$$q_{прод} = \rho_н \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot D_{вн}^2}{4}; \quad (51)$$

$$q_{прод} = xxxxxxxx \cdot \frac{xxxxxxxxxxx^2}{x} = xxxxx\ H/м;$$

Нагрузка от изоляции (к-т надежности $n_{св}$=0.95):

$$q_{из} = n_{СВ} \cdot q_{из}^н \approx n_{СВ} \cdot 0{,}1 \cdot q_м^н; \quad (52)$$

[redacted]

Коэффициенты надежности по нагрузке от действия собственного веса трубопровода и веса перекачиваемого продукта принимаются равными $n_{гр}$ = 0,95;

$\gamma_{гр}$ = [redacted]

Сопротивления вертикальным перемещениям:

$$q_в = n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_н \cdot \left(h_0 + \frac{D_H}{2} - h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + q_{тр}; \quad (53)$$

[redacted]

Осевой момент инерции поперечного сечения трубы при ее изгибе:

$$I_s = \pi \cdot R_{ср}^3 \cdot \delta; \quad (54)$$

[redacted]

Условие (41) выполняется, следовательно, устойчивость трубопровода при заданных параметрах обеспечивается.

4.3.5. Расчет промыслового трубопровода против всплытия

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, следует проверять для отдельных (в зависимости от условий строительства) участков.

Устойчивость положения (против всплытия) трубопроводов, прокладываемых на обводненных участках трассы, проверяют по условию:

$$Q_{act} = \frac{Q_{pas}}{\gamma_a}; \quad (55)$$

где γ_a - коэффициент устойчивого положения трубопроводов на прокладываемых участках.

Оводненные и пойменные, за границами производства подводно-технических работ, участки трассы - [redacted]

По формуле находим выталкивающую силу воды, действующую на трубопровод:

$$q_в = \frac{\pi \cdot D_{н.и.}^2}{4} \cdot \gamma_в; \quad (56)$$

[redacted]

где $\gamma_в$ - удельный вес воды, $\gamma_в = 1{,}15 \cdot 10^4 \quad Н/м^3$;

$$D_{н.и.} = D_н + 2 \cdot (t_{и.л.} + t_{и.о.}); \quad (57)$$

[redacted]

где $t_{и.л.}$ - толщина изоляционной ленты, $t_{и.л.} = 0{,}35$; (зимняя ПВХ-БК, ТУ 102-166-82);

$t_{и.о.}$ - изоляционная обертка, $t_{и.о.} = 0{,}36$; (оберточный материал ПВХ, ТУ 102-123-78)

Затем определяем по формуле максимально допускаемые напряжения изгиба:

$$\sigma_и = \psi_3 \cdot \frac{m}{0{,}9 \cdot k_н} \cdot R_2^н - \left|\mu \cdot \sigma_{кц}^н - \alpha \cdot E \cdot \Delta t\right|; \qquad (58)$$

[redacted]

где ψ_3, $R_2^н, \mu, \sigma_{кц}^н, \alpha, E, \Delta t, m, k_н$ - значения, принимаемые равными из расчетов на прочность.

Минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяют по формуле:

$$\rho_{\min} = \frac{E \cdot D_н}{2 \cdot \sigma_и}; \qquad (59)$$

[redacted]

Величину балластировки рассчитывают по формуле:

$$q_{бал.в}^н = \frac{1}{n_б} \cdot \left(k_{н.в.} \cdot q_в + q_{из} - q_{тр} - q_{пр}\right); \qquad (60)$$

[redacted]

Знак «минус» указывает на то, что трубопровод не нуждается в балластировке.

где $k_{н.в}$- коэффициент надежности устойчивости положения трубопровода против всплытия, принимаемый равным для участков перехода: через болота, поймы, водоемы при отсутствия течения, обводненные и заливаемые участки в пределах ГГВ 1-% обеспеченности $k_{н.в}$ - 1,05;

$n_б$ - коэффициент надежности по нагрузке, $n_б = 0{,}9$;

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы будут проанализированы опасные и вредные производственные факторы на месте работника при строительстве промыслового нефтепровода ПАО НК «Роснефть».

Объект исследования является промысловый нефтепровод.

Область применения исследования является промысловый нефтепровод.

Рабочая зона: полевые условия Климатическая зона: климат в районах с умеренно холодным и жарким климатом.

Количество и наименование оборудования рабочей зоны: 1 камера запуска очистного устройства, 1 камера приема очистного устройства, 1 промысловый трубопровод ⌀530х9 с рабочим давление 6.3 Мпа.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: строительство промыслового нефтепровода.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Строительные работы промыслового нефтепровода проходят вахтовым методом работ.

Согласно Трудовому кодексу РФ от 30.12.2001 N 197- ФЗ (ред. От 25.02.2022) [1], работники выезжающие на выполнение работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненных к ним местам относятся к категории согласно ТК РФ, и устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к основной заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, также предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

Рабочей зоной являются полевые условия на объекте строительства промыслового нефтепровода.

Эргономические требования к рабочему месту оператора создаются согласно ГОСТ 12.2.049-80 [2]. Рабочее место должно быть оборудовано: рабочий стол, кресло, экран (монитор), клавиатура. Рабочее место должно обеспечивать удобное рабочее положение, чтобы не создавать дискомфорта костно-мышечной системы.

Кроме работ сидя, оператор выполняет работы стоя ГОСТ 12.2.033-78 [3], при выполнении работ стоя должно соблюдаться прямо и свободное движение корпуса тела.

5.2 Производственная безопасность

В трудовом процессе на работника влияют вредные и опасные производственные факторы.

Ниже представлены вредные и опасные факторы при работе промыслового нефтепровода и его строительстве. Идентификация потенциальных опасных и вредных факторов проведено согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [4].

Таблица 27

Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте оператора товарного

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Повышенный уровень шума;	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [5]
2. Повышенный уровень общей вибрации;	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [6]
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение [7]
4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.	ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [8]
5. Воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть)	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредныt вещества. Классификация и общие требования безопасности [9]
6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо.	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [10]
7. Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [11]

5.2.1. Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.2.1.1. Повышенный уровень шума

Повышенный уровень шума может отрицательно повлиять на слух, и вызвать другие заболевания такие как звон в ушах, головокружение, головную боль, повышенную усталость. Источниками шума в рабочей зоне могут быть машины, механизмы и средства транспорта, предназначенные для запасовки и извлечения очистного устройства. Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Общие требования безопасности [5]. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА.

Уровни звука (шума) и эквивалентные уровни звука при высококвалифицированной работе, требующей сосредоточенности не должны превышать допустимый уровень в соответствии

К СИЗ можно отнести: наушники, противошумные вкладыши, шлемы и каски.

К СКЗ можно отнести изолированные или встроенные элементы конструкции производственного помещения (экраны, перегородки, кабины и т.п.), поглощающие или ослабляющие звуковое излучение.

5.2.1.2. Повышенный уровень общей вибрации

Длительное воздействие вибрации высоких уровней на организм человека приводит к развитию преждевременного утомления, снижению производительности труда, росту заболеваемости и нередко к возникновению профессиональной патологии – вибрационной болезни. Одним из основных ее синдромов является головокружением, головными болями, гипергидрозом и т. д. Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насоснокомпрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Допустимые значения устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [6]. При превышениях вибрации на рабочем месте уровня вводятся ограничения времени ее воздействия:

- при превышении предельно допустимого уровня (ПДУ) до 3 дБ длительность воздействия ограничивается 120-160 минутами
- при превышении более 12 дБ запрещается проводить работы и применять оборудование, генерирующее такую вибрацию.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

5.2.1.3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Создание оптимальных условии световой среды является важной частью в комплексе мероприятий по охране труда и оздоровлению условий труда при работе оборудованием и тд. Помещение или рабочая зона должны иметь как естественное, так и искусственное освещение. В свою же очередь недостаток освещения или его неправильна спроектированная система приводит к различным заболеваниям органов зрения и ухудшению психического здоровья. Не только на зрение, но и весь человеческий организм остро реагирует на дискомфортный свет. Это проявляется в усталости, сонливости, частых головных болях, повышении артериального давления, и как результат – снижается работоспособность.

Согласно СП 52.13330.2016 [7] в помещениях, где происходит наблюдение за технологическим процессом при постоянном нахождении работников в помещении освещенность не должна быть ниже 300 лк. Правильно проведённая компоновка освещения дает высокий уровень работоспособности, положительное влияние на психологическое состояние и повышает производительность труда.

Естественное освещение (КЕО, ен) составляет 3,0 при верхнем или комбинированном освещении и 1,0 при боковом.

5.2.1.4. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождение работающего.

При длительном нахождении на холодном воздухе может появиться переохлаждению, обморожению конечностей, дискомфорту и нарушению сенсорной и нервно-мешочной функции. Работы в охлаждающей среде должны проводиться при соблюдении требований к мерам защиты работников от охлаждения ссогласно ГОСТ 12.1.005-88 [8].

Лиц, приступающих к работе на холоде, следует проинформировать о его влиянии на организм и мерах предупреждения охлаждения. Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию, соответствующую определенным величинам для различных климатических регионов (поясов). Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения, общих теплопотерь с поверхности тела их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию.

5.2.1.5. Воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть)

Нефть и нефтепродукты по вреду, оказываемому организму, относится к 3 классу опасности. Отравление ими может сопровождаться мышечными судорогами и сильными спазмами, появление галлюцинации, рвота. ПДК для нефти составляет 10 мг/м3.Для веществ, принадлежащих 3-му классу, установлены значения [9]:

- предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны – 1,1-10,0 мг/ м3;
- средняя смертельная доза при введении в желудок – 151-5000 мг/кг;
- средняя смертельная доза при нанесении на кожу – 501-2500 мг/кг;
- средняя смертельная концентрация в воздухе – 5001-50000 мг/м3.

СИЗ: перчатки, средства защиты органов дыхания, очки, халат, защитную обувь.

СКЗ: при ликвидации аварийных разливов коллективная защита обеспечивается путем проведения инструктажа по правилам безопасности при работе с химическими веществами и нормированием времени непрерывной работы.

5.2.1.6. Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; струи и волны, включая цунами; ветер и вихри, включая смерчи и торнадо.

Работы строительства промыслового трубопровода проходит с использованием техники и оборудования, на промысле может возникнуть опасность для человека со стороны движущихся машин и механизмов. Наиболее типичными опасностями для данного фактора падение предмета и тд на человека.

Для защиты используют устройства, которые препятствуют появлению человека в опасной зоне. Как указано в ГОСТ 12.2.062-81 [10], ограждение имеют вид сеток, различных решеток, защитных кожухов.

5.2.1.7. Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Удар электрическим током может привести к летальному исходу или получению ожогов. Величина возникающего заряд статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц устанавливаются ГОСТ 12.1.019-2017 [11]. Наиболее опасным считается переменный ток с частотой 50 Гц. Основные средства индивидуальной защиты: изолирующая подставка, резиновый коврик (дорожка), щитки, диэлектрические перчатки, калоши или боты.

5.2.2. Экологическая безопасность

5.2.2.1. Защита селитебной зоны

Работа по строительству промыслового нефтепровода согласно постановлению Правительства РФ от Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 г. [12] объекты по добыче сырой нефти и (или) природного газа, включая переработку природного газа и производству нефтепродуктов относятся к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Санитарно-защитная зона (СЗЗ), которая отделяет территорию промышленной площадки от жилой застройки, составляет (согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1200-03 [13]) – 1000 м.

5.2.2.2. Защита атмосферы

Наибольшее воздействие на атмосферу представляют различные машины, используемые при запасовки и приеме очистных устройств. При работе различных частей машин и механизмов выделяются оксиды углерода, оксиды азота, диоксиды сера, керосин, углерод.

Также на атмосферу оказывает влияние пары нефти в полости камеры пуска и приема очистных устройств и нефть, которая остается на стенках трубы, очистных устройствах, лотках для запасовки очистных устройств и т.д. Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся па парафины, циклопарафиины, ароматические и нафтеноароматические углеводороды, которые негативно влияют на атмосферу. Для снижения уровня загрязнения необходимо СанПиН 2.1.3684-21 [14]:

- Использование экологически безопасных источников энергии;
- Использование безотходной технологии производства;
- Борьба с выхлопными газами автомобилей

5.2.2.3. Защита гидросферы

При строительстве не допускается сброс отходов в водные источники, во избежание загрязнений водных ресурсов в соответствии с ГОСТ 17.1.3.06-82. [15] и поверхностных вод ГОСТ 17.1.3.13-86 [16].

Для защиты поверхностных вод предусматриваются следующие природоохранные мероприятия:

- Емкости с отработанными ГСМ должны временно храниться на специально отведенной площадке с обваловкой на металлических поддонах, с оборудованным герметичным бордюром, позволяющим предотвратить разлив хранящегося количества отходов ГСМ за пределы площадки;
- Обслуживание, ремонт, заправка техники осуществляется на специально оборудованных (с учетом экологических требований) площадках;
- очистка и обеззараживание поверхностных вод, используемых для водоснабжения и других целей – название подраздела 1.3.2 не соответствует содержанию.

5.2.2.4. Защита литосферы

С точки зрения ОХС аварией на объекте строительства является нарушение хранения отходов и попадание нефти в почву.

На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей и контейнеров с отходами. Места временного хранения и накопления отходов должны соответствовать требованиям техники безопасности, санитарно-гигиеническим нормам СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03 [17]. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.01-2019 [18] все объекты нефтегазовой отрасли должны соответствовать правилом безопасности в ЧС. Перечень возможных ЧС: стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные, ветры, социального характера (террористический акт), техногенного характера (производственная авария).

Наиболее вероятная ЧС на промысле пожар. Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия. Взрывоопасная зона 2-го класса - зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей с воздухом только в результате аварии или повреждения технологического оборудования. Класс возможного пожара – пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов (В). На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ [19].

К первичным средствам пожаротушения относятся переносные и передвижные огнетушители, оборудование пожарных кранов, ящики с порошковыми составами (песок, перлит и т.п.), а также огнестойкие ткани (асбестовое полотно, кошма, войлок и т.п.).

5.4. Вывод по разделу

В данном разделе были рассмотрены правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности, производственная безопасность, экологическая безопасность и безопасность в ЧС.

К вредным и опасным факторам при строительстве промыслового нефтепровода можно отнести: повышенный уровень шума, повышенный уровень общей вибрации, недостаточная освещённость рабочей зоны, производственные факторы, вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм, движущаяся механизмы, микроклимат рабочей зоны. Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ: 2-ая категория – помещения с повышенной опасностью.

Оборудование которые используется на промысле относиться к I категории согласно ПЭУ, у работников, которые ведут на работы на данном оборудование должны иметь группу по электробезопасности не ниже III. По уровню энергозатрат категория работ с СИКН – IIб – работы, связанные с

ходьбой и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающимся умеренным физическим напряжением.

Рабочая зона находится в пожароопасной зоне класса П-I – зоны и взрывоопасной зоне 1-го класса.

Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности согласно СП 12.13130.2009 - (Б) взрывопожаро-опасность. Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более

28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа.

Наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывается при разгерметизации оборудования и разливов нефтепродуктов, которые являются химическим веществом 3-го класса опасности

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках ВКР.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Цель ВКР – Разработка технических решений по строительству промыслового нефтепровода в условиях болот и обводненной местности на севере Томской области

6.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Определение целевого рынка, на котором будет реализовываться разработка и проводится сегментирование необходимо для проведения анализа потребителей результатов исследования. Потенциальными потребителями разработки являются разработка Объектом разработки является система автоматического регулирования температуры объекта. Потенциальными целевыми потребителями применяемой разработки являются нефтетранспортные компании, занимающиеся транспортом нефти с Северных Регионах России с осложненными природно-климатическими

условиями, такие как: Транснефть, Газпромнефть, Роснефть. Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика.

Таблица 28

Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

		Вид деятельности	
		Межпромысловая перекачка	Магистральный транспорт нефти
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	ПАО «НК «Роснефть»,
	ПАО «Транснефть»,
	ПАО«Газпромнефть»

Как видно из карты сегментирования основными сегментами рынка являются крупные, средние и мелкие нефтедобывающие, крупные нефтеперерабатывающие и нефтеперекачивающие компании.

При продвижении разработки, технология использования очистки нефти и ее диагностика может быть применена на предприятиях, эксплуатирующих участки нефтепроводов в условиях Крайнего Севера, транспортирующие вязкую нефть с недостаточными транспортными характеристиками.

6.2. Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых способов отчистки призабойной зоны пласта, чтобы наиболее обосновано выбрать способ для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена в таблице 29.

Таблица 29

Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто-способность		
		Бф	Бк1	Бк2	Кф	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,03	2	3	3	0,25	0,20	0,30
2. Надежность	0,10	2	2	3	0,20	0,20	0,20
3. Безопасность	0,20	3	4	3	0,30	0,30	0,40
4. Функциональная мощность	0,20	5	3	3	0,10	0,20	0,20
5. Энергноэффективность	0,10	3	5	3	0,75	0,25	0,10
6. Современная элементная база	0,04	2	3	4	0,15	0,25	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Уровень проникновения на рынок	0,20	5	2	3	0,70	1	0,80
8. Цена	0,03	2	5	4	0,20	0,20	0,20
9. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	3	4	5	1	0,50	0,80
Итого	1	27	31	31	3,65	3,1	3,1

В данной таблице Кф – общий коэффициент предложений компании относительно рынка сегментированных услуг, Кк1 – конкурентоспособность компании ООО «РН-ГРП», Кк2 – конкурентоспособность компании «Halliburton». Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot Б_i$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

$Б_i$ – балл показателя.

К = 76,8, что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям и является конкурентом на рынке.

6.3. SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (Таблица 30).

Таблица 30

Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Повторное увеличение дебита на заглушенных скважинах. С2. Возможность использовать как на добывающих, так и на нагнетательных для увеличения приемистости. С3. Возможность использования технологии как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах	**Слабые стороны проекта:** Сл1. Большие первоначальные вложения. Сл2. Влияние пластовых условий на проведение операции. Сл3. Неконтролируемое поведение трещин.
Возможности: В1. Использование ГРП в комбинации с другими технологиями воздействия на пласт. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В3. Увеличение нефтеотдачи		
Угрозы: У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ. У2. Падение цен на углеводороды на мировом рынке. У3. Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности скважин		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 31.

Таблица 31

Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3
Возможности	В1	+	+	+
	В2	0	-	0
	В3	+	0	+
Результаты В1С1С2С3, В3С3				
Угрозы	У1	0	+	+
	У2	-	+	-
	У3	+	+	-
Результат У1С2С3, У2С2, У3С1С2				
Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	В1	+	-	-
	В2	+	-	+
	В3	+	+	-
Результат В1Сл1, В2Сл1Сл3, В3Сл1Сл2				
Угрозы	У1	-	0	+
	У2	+	+	-
	У3	0	-	+
Результат У1Сл3,У2Сл1Сл2, У3Сл3				

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT (Таблица 32).

Таблица 32

Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Повторное увеличение дебита на заглушенных скважинах. С2. Возможность использовать как на добывающих, так и на нагнетательных для увеличения приемистости. С3. Возможность использования технологии как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах	**Слабые стороны проекта:** Сл1. Большие первоначальные вложения. Сл2. Влияние пластовых условий на проведение операции. Сл3. Неконтролируемое поведение трещин.
Возможности: В1. Использование ГРП в комбинации с другими технологиями воздействия на пласт. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В3. Увеличение нефтеотдачи	1.Увеличение эффективного радиуса скважины. 2.Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии.	1.Поиск заинтересованных лиц. 2.Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия. 3.Упрощение методов с помощью новых технологий.
Угрозы: У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ. У2. Падение цен на углеводороды на мировом рынке. У3. Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности скважин	1.Увеличение конечной нефтеотдачи. 2.Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве.	1.Замена текущего оборудования и расходных материалов более дешевыми. 2.Повышение квалификации кадров. 3.Копирование методов конкурентными компаниями.

В результате проведения SWOT-анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятии. Из недостатков можно выделить высокую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду. Достоинства заключаются в высокой эффективности и актуальности.

6.4. Планирование научно-исследовательских работ

6.4.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления. Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 33.

Таблица 33

Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Научный руководитель Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Научный руководитель Инженер
	6	Подбор оптимальных параметров	Инженер
	7	Оценка прироста дебита нефти	Научный руководитель Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Научный руководитель Инженер
Оформление комплекта документации ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

6.4.2. Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости ожi t определяется по формуле:

$$t_{\text{ожi}} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \qquad (61)$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i-ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i-ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i-ой работы в рабочих днях Трi, при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{\text{р}i} = \frac{t_{\text{ожi}}}{\text{Ч}_i}, \qquad (62)$$

где $T_{\text{р}i}$ – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

Ч_i – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{кi.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (63)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i-й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i-й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Таблице 34

Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Тр, раб. дн.	Tki, кал. дн.
	tmin, чел-дн.	tmax, чел-дн.	tож, чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	4,1
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Изучение нормативно-технической базы	5	8	6,2	И	3,1	4,6
Изучение закономерностей фильтрации флюидов в ПЗП	20	25	22	Р, И	22	32,5
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Составление пояснительной записки. Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Социальная ответственность	10	20	14	И	14	20,1
Заключение, презентация	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
					64,5	96,7

Примечание. Р – научный руководитель, И – инженер

На основании таблица 35 строится календарный план- график. График строится в рамках инженерного проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени проектирования.

Таблица 35

Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Вид работы	Исполнители	T_{ki}, дней	Продолжительность выполнения работ									
			февраль		март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4										
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2										
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2										
Изучение нормативно-технической базы	Инженер	4										
Изучение закономерностей фильтрации в ПЗП	Руководитель, Инженер	38										
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4										
Социальная ответственность	Инженер	6										
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер	4										
Составление пояснительной записки	Инженер	18										

Руководитель	инженер

6.4.3. Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

6.4.4. Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при получении образца, нанесенного с покрытием Zr-Y-O. Результаты расчета затрат представлены в таблице 36.

Таблица 36

Материальные затраты

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Кол-во, ед.	Сумма, руб.
Соль 7%	[redacted]	[redacted] кг.	[redacted]
Разрушитель геля	[redacted]	[redacted]	[redacted]
ПАВ	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Геллянт	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Буфер	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Итого:			[redacted]

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Реализация ГРП требует также определенных затрат на оборудование для проведения технологии. Для расчета расходов на аренду специального оборудования для реализации выбранного метода интенсификации притока потребуется нормативное время проведения операции, количество необходимого оборудования и стоимость одного часа проката оборудования.

Таблица 37

Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Стоимость одного часа проката, руб.	Сумма, руб.
Насос	2	[redacted]	[redacted]
Спец.арматура устья	1	[redacted]	[redacted]
Блок телеметрии	1	[redacted]	[redacted]
Цистерна для реагентов 75 м^3	3	[redacted]	[redacted]
Блок манифольдов	1	[redacted]	[redacted]
Бункер под гравий 40т	2	[redacted]	[redacted]
Блендер	1	[redacted]	[redacted]
Кроссовер, промывочная труба	1	[redacted]	[redacted]
		Итого	[redacted]

6.4.5. Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $З_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (64)$$

где $З_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 15).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

[redacted], (65)

где $З_м$ – месячный должностной оклад работника, руб.; $F_д$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$З_{дн} = \frac{З_м \cdot M}{F_д} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1\ руб. \quad (66)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

[redacted]

– для инженера:

[redacted],

где $З_{тс}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3; $k_д$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; $k_р$ – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 38

Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 39

Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	Зтс , руб	kпр	kд	kр	Зм , руб	Здн , руб	Тр , раб.дн.	Зосн , руб
Руководитель	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Инженер	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]								[redacted]

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0{,}15 \cdot 115954 = 17393{,}1 \text{ руб..}$$

– для инженера:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн} = 0{,}15 \cdot 163851 = 24577{,}665 \text{руб.,}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0{,}3 \cdot (115954 + 17393{,}1) = 40167{,}93 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0{,}3 \cdot (163851 + 24577{,}665) = 56528{,}60 \text{ руб}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

6.4.6. Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, учебную литератур, основную и доп. заработные платы, отчисления на соц.нужды .Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 40

Статьи затрат	Сумма, руб.
Аренда специального оборудования	[redacted]
Материалы	[redacted]
Заработная плата	[redacted]
Доп. Заработная плата	[redacted]
Страховые взносы	[redacted]
Общая сумма	[redacted]

Определение ресурсоэффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1.Электропривод асинхронный

2.Электропривод с фазным пуском

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{исп.i} = \frac{\Phi_{\text{p}i}}{\Phi_{\max}}, \tag{67}$$

где $I_{\text{финр}}^{исп.i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{\text{p}i}$ – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$ – максимальная стоимость исполнения.

$I_{\text{финр}}^{\text{исп.1}} =$ [redacted]

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их

характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 41).

Таблица 41

Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения 1	Бальная оценка системы исполнения 2
1. Безопасность при использовании установки	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2. Стабильность работы	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3. Технические характеристики	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4. Ремонтопригодность	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5. Простота эксплуатации	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
Итого:	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

[redacted]иантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}^{исп.i}}. \qquad (68)$$

$I_{испi} =$ [redacted]

$Э_{ср}$ [redacted]

Таблица 42

Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными.

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей.

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют [redacted]4руб.;

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,52 что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Итогом проделанной работы «Технология сооружения промыслового трубопровода в условиях заболоченной и обводненной местности» стал проведённый анализ теоретических, практических и экспериментальных работ в области прокладки промысловых трубопроводов в сложных условиях, рассмотрены промысловые трубопроводы, проведён гидравлический расчет промыслового трубопровода на прочность и устойчивость, выбраны материалы для строительства промыслового трубопровода. Рассмотрена технология сооружения промыслового трубопровода на болоте, последовательность работ по строительству промыслового трубопровода. В работе имеются также необходимые разделы по охране окружающей среды, вопросы экономической эффективности сооружения промысловых нефтепроводов.

Приложение 1

Наименование	Тип, марка, ГОСТ	Количество, шт	Краткая характеристика
Одноковшовый экскаватор	Хитачи ZX-330	1	Вместимость ковша 1,2 м3
Автосамосвал	КамАЗ - 5511	4	г/п 10т
Трактор трелевочный	ТТ - 4	1	Мощность двигателя – 80,9 л.с.
Бульдозер	Б-170 МБ	1	Мощность двигателя – 117,7 л.с.
Бензомоторная пила	«Урал – 2»	1	Мощность двигателя – 2,9 л.с.
Ломик для скручивания проволоки	-	1	Изготавливается на месте
Чокер	ТУ 13-0273685-89	4	-
Топоры	ГОСТ 18578-89	5	-
Сани металлические	-	2	Изготавливается на месте
Кувалда кузнечная	ГОСТ 11042-75*	2	Изготавливается на месте
Лом строительный	-	2	-
Металлические крючья длиной 1,2 м	-	5	Изготавливается на месте
Рулетка	ГОСТ 7502-98	2	Длина 10 м

Приложение 3

Диаметр трубопровода, мм	Радиус опасной зоны, м			
	Давление испытания 8,25МПа		Давление испытания свыше 8,25МПа	
	В обе стороны от оси трубопровода	В направлении отрыва заглушки от торца трубопровода	В обе стороны от оси трубопровода	В направлении отрыва заглушки от торца трубопровода
100-300	75	600	100	900
300-500	75	800	100	1200
500-800	75	800	100	1200
800-1000	100	1000	150	1500
1000-1400	100	1000	150	1500

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров, О.П. Квятковский, Г.Г. Васильев и др. Промысловые трубопроводы и оборудование. Учебное пособие для вузов: М. Недра, 2004 -662 с., ил;
2. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.М. Нечваль. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. Учебное пособие для вузов: М. Недра, 2006-824 с., ил;
3. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров, О.П. Квятковский, Г.Г. Васильев и др. Технология сооружения газонефтепроводов. Учебник: Уфа, Нефтегазовое дело, 2007-632 с., ил;
4. Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков, В.Н Мохов, В.М Латыпов. Строительные конструкции нефтегазовых объектов. Учебное пособие для вузов: С-П, Недра, 2008-760 с., ил;
5. В.Д. Куликов, А.В. Шибнев, А.Е. Яковлев, В.Н. Антипьев. Промысловые трубопроводы. Производственно-практическое издание: М. Недра, 1994 – 301с., ил;
6. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы /Госстрой СССР.-М.:ЦИНП Госстроя СССР, 1985.-52 с;
7. Методические указания по определению технологических потерь нефти на предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации: РД 153-39-019-37.-СПб., 2002;
8. П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для Вузов-Уфа: ООО «Дизайн-Полиграф-Сервис», 2002. – 658 с., ил;
9. «Технологический регламент по эксплуатации трубопроводов системы нефтесбора Оленьего месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК»

10. СНиП III-42-80* Строительные нормы и правила. Магистральные трубопроводы/ Госстрой СССР.-М.:ЦИНП Госстроя СССР, 1996 – 44 с;

11. СП 34-116-97 Ведомственные строительные нормы. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов/ Госстрой России, Госгортехнадзором России, 1997-149 с;

12. ВСН 005-88 Строительство промысловых стальных трубопроводов. Технология и организация/ Госстрой СССР.-М.:ЦИНП Госстроя СССР, 1988-59с;

13. Н.П. Васильев, А.К. Дерцакян. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. Книга: М., Недра, 1978 - 167 с., ил;

М. Х. Хуснутдинов: Технология и организация обустройства нефтегазовых промыслов. – Москва, Недра, 1993 – 85с.;

Приложение 2

№ п/п	Участки трубопровода	Категории участков	Этапы испытания на прочность	Параметры испытания на прочность				
				Давление			Продолжительность, ч	
				Гидравлическим способом		Пневматическим способом	Гидравлическим способом	Пневматическим способом
				В верхней точке	В нижней точке			
Переходы через болота								
1	Тип I, II, III	II, III	Одновременно с прилегающими участками трубопровода	$1{,}1P_{раб}$	$1{,}1P_{раб}$	$1{,}1P_{раб}$	12	12
2	Тип III	I, II	Первый этап – после укладки в проектном положении	$1{,}25\ P_{раб}$	$1{,}25\ P_{раб}$	$1{,}25\ P_{раб}$	12	12
			Второй этап – одновременно с прилегающими участками трубопровода	$1{,}1\ P_{раб}$	$1{,}1\ P_{раб}$	$1{,}1\ P_{раб}$	12	12