

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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
«Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности»

УДК 622.692.4:52-83-021.383

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кудачинова К.В.		20.06.2019

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков П.В.	д.т.н, доцент		20.06.2019

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Трубникова Н.В.	д.и.н, доцент		20.06.2019

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	ассистент		20.06.2019

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н, доцент		08.06.2019

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник
 _____ О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Кудачиновой Карине Валерьевне

Тема работы:

«Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.02.2019 №931/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2019г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>Изучить методы оценки для газонефтепроводов проходящих в сложных рельефах местности. В рельефе преобладают горные и сейсмически активные районы. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении полевых работ по обследованию магистрального трубопровода могут иметь место вредные и опасные участки местности. Проведена</i></p>	<p>dтр – диаметр нефтепровода, 1020 мм , Длина расчетного участка, 200 м, Длина участка оползня, 40 м, Сдвиг грунта, 5м, Удельный вес грунта, 19000 Н/м³</p>
--	---

оценка прочности трубопровода при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта	
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проведение обзора современной литературы по указанной тематике. 2. Изучение понятие о сложном рельефе местности. 3. Выявить опасности строительства нефтепровода в горных условиях. 4. Изучить технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности магистральных трубопроводов на оползнеопасных участках 5. Произвести оценку прочности трубопровода при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта 6. Социальная ответственность. 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубникова Н.В., профессор
Социальная ответственность	Черемискина М.С., ассистент
Расчётная часть	Бурков В.П., ассистент

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.05.2019г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	к.т.н, доцент		18.05.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кудачинова Карина Валерьевна		18.05.2019

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Кудачиновой Карине Валерьевне

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материально – технические ресурсы: 25900 руб Человеческие ресурсы: 51150 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент доп. заработной платы 12%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 27,1%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Оценка перспективности проведения научных исследований. 2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование и выделение этапов проекта. Составление календарного плана проекта. Формирование бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение эффективности на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Н. В.	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кудачинова К.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5А	Кудачиновой Карине Валерьевне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	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»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p><i>1. Описание рабочего места</i></p>	<p><i>1.1 Рабочим местом является участок магистрального нефтепровода. В рельефе преобладают горные и сейсмически активные районы. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении строительных работ на магистральном нефтепроводе могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</i></p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1 Анализ выявленных вредных факторов производственной среды</p> <p>2.2 Анализ выявленных опасных факторов произведённой среды</p>	<p>2.1. Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенный уровень шума на рабочем месте ; - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны. <p>2.2. Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожарная и взрывная безопасность; - электрический ток; - повреждения, полученные при падениях (работы проводятся на оползнеопасных участках трубопровода).
<p>3. Охрана окружающей среды:</p>	<p>3.1 Возможные негативные влияния на атмосферу, литосферу и гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> - загрязнение грунтовых вод; - утечка нефти; - нарушение естественного рельефа местности.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>4.1 Опасные ситуации при проведении мероприятия по мониторингу МН:</p> <ul style="list-style-type: none"> - пожары, взрывы, угроза взрывов;

	<ul style="list-style-type: none"> - аварии с выбросом газа, утечкой нефти; - обрушение элементов транспортных коммуникаций; - катастрофические просадки, оползни, обвалы земной поверхности <p>4.2 Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - аварии с выбросом газа, утечкой нефти.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.03.2019
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5А	Кудачинова Карина Валерьевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 26 рис., 22 табл., 36 источников.

Ключевые слова: трубопровод, горные условия, оползнеопасные зоны, оценка опасности, напряженно-деформированное состояние.

Объектом исследования является магистральный нефтепровод, построенный в горных условиях.

Цель работы – анализ факторов, представляющих опасность для трубопроводов, проходящих по сложным рельефам местности.

В результате выполнения работы: изучены факторы опасности для трубопроводов, проходящих по сложным рельефам местности, рассмотрены технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках, исследованы математические модели взаимодействия трубопровода с грунтом при сдвиге на оползнеопасном участке и произведена оценка прочности трубопровода при различных сдвигах грунта на рассматриваемом участке.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности трубопровода на оползнеопасной участке.

Область применения: эксплуатация магистральных трубопроводов в горных условиях

Экономическая эффективность/значимость работы: проведена оценка эффективности внедрения технологии автоматизированного мониторинга на оползнеопасных участках.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности			
Разраб.		Кудачинова К.В.			РЕФЕРАТ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					1	117
Консульт.		Бурков В.П.				ТПУ гр.2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	4
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	6
I. ПОНЯТИЕ О СЛОЖНОМ РЕЛЬЕФЕ МЕСТНОСТИ	8
1.1 Оползневые процессы	9
1.2 Селевые потоки	11
II. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА В ГОРНЫХ УСЛОВИЯХ.	12
2.1 Инженерно-геологические изыскания.....	12
2.2 Инженерно-геодезические изыскания.....	18
2.3 Методы расчета прочности трубопровода на оползнеопасных участках	22
2.4 Напряженное состояние трубопровода в горных условиях	35
2.4.1 Факторы, влияющие на напряженное состояние трубопроводов.	35
2.4.2 Анализ взаимодействия трубопровода с оползающим грунтом	36
III. ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОПОЛЗНЕОПАСНЫХ УЧАСТКАХ.....	39
3.1 Описание технологии автоматизированного мониторинга магистральных трубопроводов на оползнеопасных участках.....	39
3.2 Состав системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов	40
3.2.1 Пункты контроля.....	43
3.3 Алгоритм работы системы автоматизированного мониторинга участков трубопровода с развитием оползневых процессов	54
IV. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С ГРУНТОМ ПРИ СДВИГЕ ГРУНТА НА ОПОЛЗНЕОПАСНОМ УЧАСТКЕ.....	57
4.1 Общие положения	57
4.1.1 Допущения, принятые при оценке НДС трубопровода на участках сложных геологических условий:	57
4.2 Математические модели	60
4.2.1 Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при продольном сдвиге грунта	60
4.2.2 Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при поперечном сдвиге грунта	61
4.2.2 Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при косом сдвиге грунта.....	66

					Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
Разраб.		Кудачинова К.В.			ОГЛАВЛЕНИЕ			
Руковод.		Бурков П.В.					2	117
Консульт.								
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						
						ТПУ гр.2Б5А		

4.3 Алгоритм решения задачи.....	67
4.3.1 Последовательность решения задачи.....	67
4.3.2 Вычисление основных параметров напряженно- деформированного состояния участка нефтепровода	67
V. ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПРОДОЛЬНОМ, ПОПЕРЕЧНОМ И КОСОМ СДВИГАХ ГРУНТА.....	73
5.1 Результаты расчета НДС нефтепровода при продольном сдвиге грунта	75
5.2 Результаты расчета НДС нефтепровода при поперечном и косом сдвигах грунта ...	76
5.3 Анализ результатов расчета по определению НДС нефтепроводов при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасных участках.....	78
VI. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	79
VII. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:.....	113

ВВЕДЕНИЕ

Роль трубопроводного транспорта в нефтегазовой отрасли чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и до конечного пункта.

Особую остроту приобретают вопросы обеспечения надежности трубопроводов, прокладываемых в сложных условиях, среди которых наибольшей трудностью отличаются горные районы. Рельеф местности непосредственно влияет на безопасность нефтепроводов, которая в плане и продольном профиле представляет собой сочетание прямых и кривых линий.

Решение данной задачи невозможно без выявления наиболее опасных оползневых участков, изучения напряженно-деформированного состояния металла труб, анализ и прогнозирование возможных аварийных ситуаций и конечном итоге без разработки рекомендации по обеспечению надежности трубопровода. При этом возможно определить реальное состояние трубопровода, что во многом зависит от полноты и достоверности получаемой информации. Особая необходимость в объективной и достоверной информации об опасности оползневых явлений ощущается в периоды их активации. Обоснованное решение этого вопроса, с одной стороны, позволит избежать неоправданных материальных затрат, связанных с остановкой трубопровода, заменой труб и т.д., а с другой стороны, если перемещения грунтовых масс приняли критические значения, позволит избежать аварий, которые сравнимы со стихийными бедствиями, наносящими огромный ущерб не только народному хозяйству, но приво-

					Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Кудачинова К.В.				ВВЕДЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.	Бурков П.В.						4	117
Консульт.	Бурков В.П.							
Рук-ль ООП	Брусник О.В.							
						ТПУ гр. 2Б5А		

дящие к уничтожению и загрязнению окружающей среды на больших площадях, не говор уже о возможности человеческих жертв.

Большая часть протяженности трасс магистральных трубопроводов, которые предстоит построить в ближайшие годы в Западной и Восточной Сибири, на Сахалине, приходится на сложные инженерно-геологические условия. Из этого следует **актуальность** работы: необходимость выявления оценки опасности для трубопроводов, проходящих по сложным рельефам местности для установления его реального состояния.

Цель работы: анализ методов оценки опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности.

Исходя из поставленной цели, необходимо выполнить следующие задачи:

1. Провести обзор современной литературы по указанной тематике.
2. Установить факторы опасности для трубопроводов, проходящих по сложным рельефам местности.
3. Изучить методы наблюдения за действительным состоянием трубопровода, проходящего через оползневые участки.
4. Провести анализ напряженно-деформированного состояния металла трубопровода в горных условиях.
5. Изучить математические модели взаимодействия трубопровода с грунтом при различных видах его сдвигах.

Объект исследования. Магистральный нефтепровод, построенный в горных условиях.

Предмет исследования. Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности.

					ВВЕДЕНИЕ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		5

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Данной тематике, как и любой в нефтегазовой отрасли, посвящено множество работ.

В СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы [27] рассматривается способ проверки подземного нефтепровода на прочность и устойчивость, а для нефтепроводов, проложенных в районах сложных геологических условий. Основные технические решения по конструкции, размещению, обслуживанию элементов системы автоматизированного мониторинга на оползнеопасных участках трубопровода учитывают особенности его эксплуатации в климатическом подрайоне IА согласно СНиП 23-01-99* [36].

В работе «Научно-практические основы обеспечения прочности и устойчивости газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях» [2] Чичелов В.А. разработал научно-методические основы для оценки прочности и устойчивости нефтепроводов, которые эксплуатируются в сложных природных условиях. Данные основы позволяют оценить влияние на напряженно-деформированное состояние нефтепровода изменений грунтовых условий, которые обусловлены различными факторами: обводнение, развитие карстов и оползней, параметры и режимы эксплуатации нефтепровода, особенности конструкции.

В [3,15] предложен метод расчета напряженного состояния нефтепровода, находящегося в зоне оползня. Рассмотрены поперечные и продольные оползневые подвижки грунта.

В работах [1, 4, 5,7] приведены расчеты напряжений нефтепроводов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности			
Разраб.		Кудачинова К.Е.			ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					6	117
Консульт.		Бурков В.П.				ТПУ гр.2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

на этапе монтажа сооружения на продольных склонах, а также при продольных и поперечных оползневых подвижках грунта. Авторы показывают, что горные нефтепроводы часто оказываются расположенными в оползневых массивах, и предлагают к рассмотрению основные случаи силового воздействия оползающего грунта на нефтепровод.

В настоящей работе при разработке математических моделей использовались результаты исследований, представленные в работах [13–17], было выполнено их развитие, а также разработана система математических моделей взаимодействия нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасном участке.

					ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

I. ПОНЯТИЕ О СЛОЖНОМ РЕЛЬЕФЕ МЕСТНОСТИ

Горная местность – районы земной поверхности, которые значительно приподняты над окружающими равнинами и холмистой местностью с абсолютными высотами над уровнем моря более 200 м и имеющие продольные и поперечные уклоны более 8 - 10° (рисунок 1.1) [2].

Рельеф такой местности чаще всего представляет собой систему прямолинейных и дугообразных горных цепей, состоящих из отдельных хребтов и отрогов, пересекающихся с продольными и поперечными долинами. Основные формы рельефа — горы и горные хребты с крутыми скатами, часто переходящими в скалы и скалистые обрывы, а также лощины и ущелья, расположенные между горными хребтами. Горная местность относится к закрытой и сильно пересеченной.



Рисунок 1.1 – Горная местность [1]

Так же горная местность характеризуется наличием труднодоступ-

					<i>Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>	<i>Кудачинова К.В.</i>				ПОНЯТИЕ О СЛОЖНОМ РЕЛЬЕФЕ МЕСТНОСТИ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>	<i>Бурков П.В.</i>						8	117
<i>Консульт.</i>	<i>Бурков В.П.</i>					ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>	<i>Брусник О.В.</i>							

ных участков, редкой сетью дорог, ограниченным количеством населенных пунктов, бурным течением рек с резкими колебаниями уровня воды, разнообразием климатических условий, преобладанием каменистых грунтов.

1.1 Оползневые процессы

Под оползнем или оползевым процессами обычно понимают совокупность движений горных пород и грунтов по склону или откосу под воздействие силы тяжести. Различают оползни древнего и сравнительно нового формирования. Большинство древних оползней распространено в нижней и средней частях склоной речных долин, некоторые из них приурочены к водосборным площадям верховьев рек и их притоков. Оползевым процессам подвержены преимущественно рыхлые делювиальные глинистые толщи. Плоскость скольжения оползней приурочена к контакту их образований с породами коренного склона. Большое влияние на развитие оползневых процессов оказывают так же сейсмические явления. Мощность оползневых накоплений варьируется в пределах от 1,5 до 8-12 м, а иногда и более [1].

Как показывает опыт, прокладка трубопроводов в местах расположения древних оползней почти всегда приводит к активизации последних (рисунок 1.2) и созданию аварийной ситуации на горном участке трубопровода. Выход из создавшегося положения может быть найден путем сооружения трубопровода в коренных скольных породах. т.е. ниже плоскости скольжения оползающего грунта, однако это не всегда возможно, так как глубины залегания древнеоползневых грунтовых масс зачастую достигают 10-12 м и более.

Значительная подрезка склонов землеройными машинами и механизмами также приводит к обрушению грунта, особенно при малом запасе устойчивости склоновых пород. Следует отметить, что при

					ПОНЯТИЕ О СЛОЖНОМ РЕЛЬЕФЕ МЕСТНОСТИ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

проведении земляных работ на полке трассы разрушается структура грунта склона, формировавшаяся на протяжении десятков тысяч лет. И если после укладки трубопровода даже восстановить первоначальный вид рельефа склона, то очевидно, что взаимодействие насыпного грунта с внешней средой или ниже- и верхнележащими участками неразрешенного грунта будет отличаться от ранее существовавших процессов. Большие изменения в механизме склоновых процессов вызывает наличие откосов и полок на трассе трубопровода. При прокладке нескольких параллельных ниток трубопровода склоны приобретают ступенчатый рельеф, что естественно, еще больше усугубляет изменения сложившихся природных условий [1].



Рисунок 1.2 – Активизация перемещения грунта на древнеоползневом склоне в результате прокладки трассы трубопровода [3]

К воздействиям приводящим к обрушению склона вследствие нарушений в период строительства трубопровода можно отнести: перекрытие телом трубы и перемешанным грунтом полки трассы путей дренирования и стока грунтовых и поверхностных вод; изменение условий нагружения, а следовательно, и устойчивости склонов за счет веса насыпных грунтов и строительной техники [2].

Для предотвращения сползания грунта существуют различные способы защиты от оползней, к которым можно отнести: перехват поверхностных и грунтовых вод, устройство буронабивных железобетонных свай, прорезающих оползень и входящих на 2—3 м в коренной грунт. В случаях незначительных сдвигов грунта можно использовать подпорные стенки.

1.2 Селевые потоки

Сель (селевый поток) — бурный грязевый или грязекаменный поток, состоящий из смеси воды и обломков горных пород, внезапно возникающий в бассейнах небольших горных рек.

Скорость движения селевого потока часто измеряется несколькими метрами в секунду. Продолжительность действия селевого потока — от десятков минут до нескольких часов. Селевый поток с довольно большой скоростью движется по руслам пересохших ручьев, речек, повреждая или разрушая на своем пути сооружения и конструкции с образованием так называемых конусов выноса. Селевой поток состоит из трех основных областей: области питания потока, транзитной области перемещения наносов, области отложения наносов. Повторяемость селевых потоков различна и не вполне определена [2].

При выполнении инженерно-гидрометеорологических изысканий для целей проектирования должны выполняться специальные изыскания, в ходе которых будут выявлены объем и скорость движения снежных лавин, плотность и толщина отложения лавин, сила удара лавин и воздушной волны.

					ПОНЯТИЕ О СЛОЖНОМ РЕЛЬЕФЕ МЕСТНОСТИ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

II. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА В ГОРНЫХ УСЛОВИЯХ.

2.1 Инженерно-геологические изыскания

При борьбе с оползневыми явлениями и своевременном прогнозировании возможной их опасности для трубопровода проводят комплекс инженерно-геологических работ, включающий инженерно-геологическое обследование, которое на данный момент можно провести при помощи визуального обследования так и с помощью современных методов наблюдений за состоянием трубопровода.

Инструментально-визуальные обследования предусматривают: геологическое обследование участков в зоне неустойчивых грунтов с периодичностью 1-2 раза в год; выполнение фото и видеосъемки для дальнейшего выявления состояния устойчивости грунтов на наблюдаемых опасных участках.

Метод контроля грунтового массива с помощью георадара, основан на принципе радиолокации, состоящий в том что, специальная антенна георадара передает в сверхкороткий электромагнитный импульс, который, отражаясь от находящихся в среде предметов или неоднородных граничащих сред, отличающихся диэлектрической проницаемостью или проводимостью, принимается антенной, преобразовывается в усилителе, переводится при помощи аналого-цифрового преобразователя в цифровую форму и сохраняется для дальнейшей обработки, после чего полученная информация отображается на индикаторе [9].

К плюсам данного метода можно отнести тот факт, что осуществление

					Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кудачинова К.Е.			СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков В.П.					12	117
Консульт.		Бурков В.П.				ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

проверки трубопровода можно провести без вскрытия траншеи, к минусам – планово-высотное положение трубопровода определяется со значительной погрешностью.

Спутниковая радиолокационная интерферометрия, основанна на математическом анализе многократных измерений одного и того же участка Земли и является одним из самых перспективных методов зондирования поверхности, позволяющих оценивать вертикальные и плановые смещения земной поверхности. Это возможно за счет эффекта взаимного увеличения или уменьшения результирующей амплитуды двух или нескольких когерентных электромагнитных волн при их наложении друг на друга [10].

Преимуществами метода являются: 1) возможность оценить положение трубопровода тем самым позволяет устранить случаи появления аварийных ситуаций, 2) предоставления информации при неблагоприятных погодных условиях и видимости, 3) выполнение качественного отображение наблюдаемого объекта. Основным недостатком метода является периодический съем информации.

Сейсмо- и электроразведка предназначены для изучения глубинного строения геологической среды и применяются, в основном, на участках с карстовым процессом.

Принцип работы электрической разведки (электроразведка) основан на дифференциации горных пород и руд по их электромагнитным свойствам (удельному электрическому сопротивлению, диэлектрической проницаемости, магнитной восприимчивости и т.п.).

Сейсмическая разведка (сейсморазведка) основана на изучении особенностей распространения упругих (сейсмических) волн в земной коре и проводится с целью исследования ее геологического строения [115, 118].

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		13

Аэрокосмические методы (аэро- и космофотосъемка) применяются для периодических площадных обследований участков с опасными геологическими процессами, в т.ч. вдоль всей трассы нефтепровода, выявления динамики развития этих процессов, а также для оценки состояния магистральных нефтепроводов [19]. При мониторинге трубопроводов:

- осуществляется поиск утечек перекачиваемого продукта (нефти);
- определяются участки разрушения обвалования нефтепровода и площади обнажения трубы;
- производится оценка состояния балластировочных и крепежных устройств и т.д.

Главными достоинствами и преимуществами аэрокосмических методов (АКМ) при мониторинге нефтепроводов являются:

- возможность контроля на всем протяжении нефтепровода;
- высокая периодичность получения снимков заданной территории;
- возможность выбора разрешения (низкого, среднего и высокого) в различных спектральных диапазонах (видимом, тепловом и коротковолновом);
- использование мультиспектральных снимков (комбинация синего, зеленого, красного и инфракрасного диапазонов с панхроматическим диапазоном);
- высокая геометрическая точность.

В настоящее время для проведения аэросъемочных работ преимущественно используются самолеты (Ан-2, -28, -30, Ил-14ФК, Ту-134) или вертолеты (Ми-2 и -8, Ка-26), в отдельных случаях могут быть

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

задействованы и другие беспилотные летательные радиоуправляемые аппараты.

При мониторинге нефтепроводов используются данные среднего и высокого разрешения, а для детализации снимков среднего разрешения на участки, требующие особого внимания из-за возникновения аварийных ситуаций, – данные сверхвысокого разрешения.

При оценке состояния нефтепровода основным достоинством АКМ является высокая достоверность результатов, недостатками – значительные трудовые и материальные затраты.

Поскольку оползни вырабаются в четких морфологических формах, на аэрофотоснимках можно выделить участки склонов, затронутые современными, а во многих случаях и древними оползнями. Современные оползни обычно выглядят инородными телами, не гармонирующими с общим рисунком и тоном всего склона, и поэтому сразу фиксируются. Они характеризуются четкими контурами, бугристостью и перемятностью внутри контура, стенками отрыва. Из внешних признаков при дешифрировании можно использовать следующее: характерную форму оползневых тел; пятнистость их изображения; связанную с бугристым или ступенчатым строением оползневого массива; наличие валов выпирания; наличие застоялых скоплений воды; неравномерное увлажнение; состояние растительного покрова (упавшие и сильно наклоненные деревья). Древние оползневые смещения дешифрируются труднее, так как с течением времени характерные оползневые формы сглаживаются, однако морфологический анализ позволяет во многих случаях установить их наличие по фиксируемым стенкам отрыва, древним оползневым циркам и т.д.). Дешифрирование аэрофотоснимком трассы трубопровода позволяет выделить участки активной эрозионной деятельности – образование промоин, оврагов, легко дешифрируемые на снимках.

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		15

ОБРАЗЕЦ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ДЕШИФРИРОВАНИЯ АЭРОСНИМКОВ

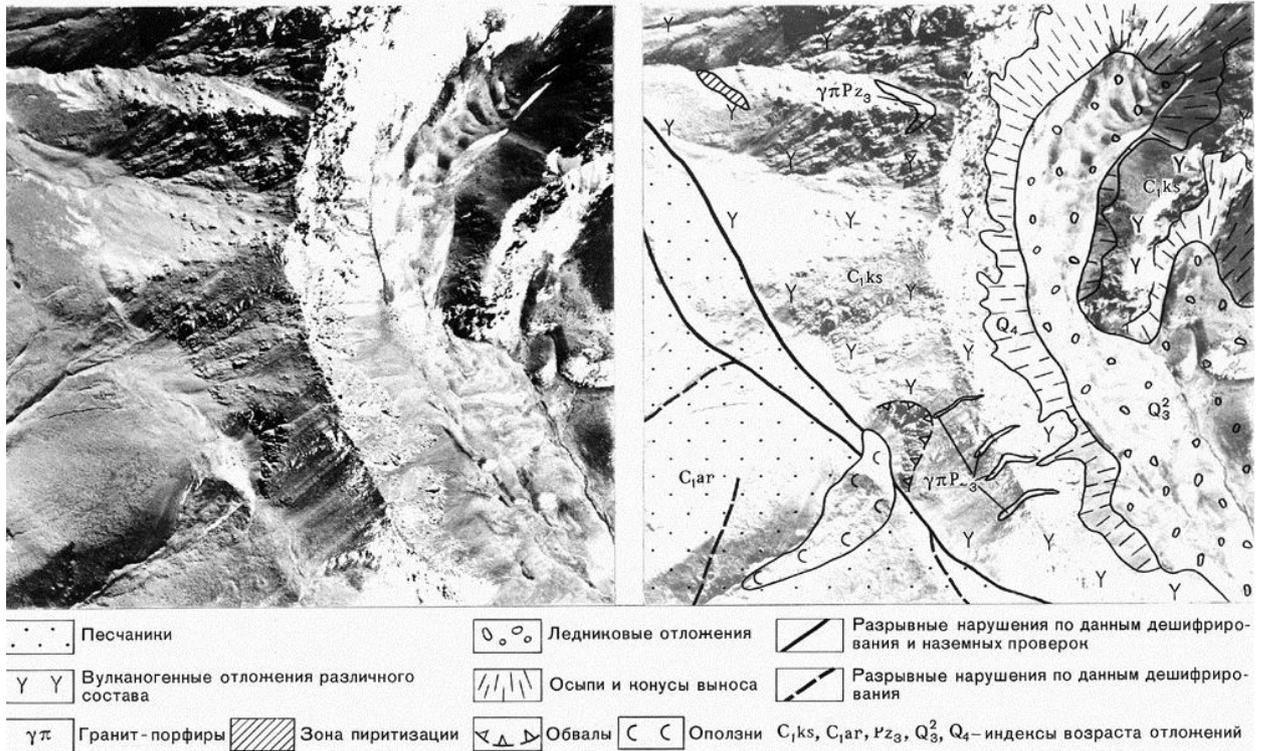


Рис. 2.1 – Образец геологического дешифрирования аэрофотоснимков [7]

По материалам дешифрирования аэрофотоснимков трассы трубопроводов составляют схему развития оползневых процессов в зоне прокладки трассы трубопровода с выделением: современных оползней (с подразделением их по морфологическим особенностям); древних стабилизированных оползней; участков развития мелкобугристого древнеоползневого рельефа; участков интенсивного развития современной эрозии.

При проведении инженерно-геологического обследования трассы трубопровода выделяют и уточняют все оползневые склоны, для которых изучают: основные морфологические элементы склона; состав и состояние пород в коренном залегании; состав и состояние пород, участвующих в оползневых смещениях; а также уточняют: типы оползней, общие контуры оползневых тел; направление смещения оползневых масс по отношению к трассе трубопровода; формы оползневого рельефа и их связь с элементами

склона; возможную ширину захвата трубопровода оползающими массивами (ширину оползневого массива)[1].

Выполненное инженерно-геологическое обследование позволяет подразделить выявленные активизированные оползневые очаги по направлению смещения оползневых накоплений относительно трассы трубопровода на: продольные – массы грунта смещаются параллельно трассе трубопровода; диагональные и поперечные - сползание оползневых масс происходит под углом или перпендикулярно к трассе трубопровода.

По результатам инженерно-геологического обследования трассы трубопровода в оползневых горных районах уточняют и дополняют схему развития оползневых процессов, составленную по материалам дешифрирования аэрофотоснимков зоны полосы проложения трубопровода, на которой указывают: тип оползней; направление смещения оползневых масс по отношению к трубопроводу; возможную ширину развития оползневых массивов по отношению к трубопроводу, особо выделив оползневые склоны, где воздействие на трубопровод оползших масс может вызвать деформации.

При детальном инженерно-геологическом исследовании выделенных участков особое внимание уделяют: морфологии оползневого склона (должны быть охарактеризованы поверхность склона, его высота, крутизна, прорезающие склон овраги, балки и промоины и т.д.); морфологии оползня (необходимо охарактеризовать размеры оползня в плане), границы тела оползня, характер, состояние и высоту стенки срыва, оползневые ступени, валы выпираания, западины, все виды трещин в оползневом теле и в коренном склоне выше бровки срыва оползня, возможную ширину захвата трубопровода; внутреннему строению тела оползня (установить стратиграфические горизонты; литологический состав пород; глубину залегания поверхностей оползневого смещения и пр.); обводненности

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		17

оползневого склона и тела оползня; свойствам слагающих оползневой склон пород с выделением инженерно-геологических элементов (особое внимание уделяется грунтам в пределах ослабленных зон) [1].

При получении данных о прочности, составе и состоянии грунтов для обоснованного выбора расчетных значений основных свойств грунта с учетом возможного изменения его состояния во времени проводят лабораторные исследования грунтов.

По данным детальной инженерно-геологической съемки и всех выполненных на данном участке работ составляют инженерно-геологические карты и разрезы. Основа для инженерно-геологических карт – топографический план участка масштаба 1:2000 – 1:500.

2.2 Инженерно-геодезические изыскания

Основная задача геодезических наблюдений заключается в своевременном выявлении активизации оползневых явлений еще на стадии подготовки оползня путем фиксации микроподвижек и деформаций поверхности в фазе глубинной ползучести склона.

В результате наблюдений необходимо установить: положение поверхности скольжения на основании наблюдений за микроподвижками склона; динамику оползневых подвижек для выявления корреляции между их интенсивностью и оползнеобразующими факторами и определения стадии (затухание или активизация) движения массива; траекторию движения точек массива в пространстве для выбора наиболее рационального размещения противопоползневых конструкций; деформацию трубопровода и противопоползневых сооружений для определения степени их опасности и эксплуатационной надежности участка [7].

Геодезический контроль проводится при наблюдении за деформациями трубопровода, при этом широко применяются геометрическое

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

нивелирование и геодезические наблюдения с помощью дифференциального GPS-приемника.

Наблюдение за динамикой оползневых процессов и деформацией трубопровода организуют на специально создаваемой станции, которая должна включать опорную реперную сеть, сеть точек для наблюдений за динамикой оползневых процессов, а также сеть марок для наблюдений за перемещениями трубопровода и противооползневых сооружений. Опорные реперы и оползневые знаки применяют общепринятой конструкции. На противооползневых сооружениях из буронабивных свай марки бетонируют в верхней части сваи или приваривают к обсадной трубе, арматурному каскаду.

В общем случае частоту наблюдений устанавливают на основании определенной по результатам динамического прогнозирования скорости деформации v по известной формуле Г.И. Тер-Степаняна:

$$t = 10 \cdot \sigma / v \quad (1)$$

где t – интервал времени между наблюдениями; σ – стандарт определения деформации, средняя квадратическая погрешность соответствующего измерения.

В начальный период наблюдения на стадии глубинной ползучести склона, когда данных для динамического прогнозирования возможной скорости движения оползня нет, v определится аналитически [6].

Точность регулярных инструментальных наблюдений, выполняемых в плановом порядке на наблюдательных станциях, в период стабилизации процессов на участке, принимается равной: 2 мм – при измерении длин между реперами; 3 мм – при геометрическом нивелировании.

При назначении частоты наблюдений необходимо широко использовать “промежуточные”, т.е. визуальные и сокращенные, инструментальные наблюдения, заключающиеся в определении той координаты, которая больше всего изменяется во времени.

Целесообразность проведения наблюдений по полной программе должна обосновываться результатами сокращенных наблюдений.

На профильных линиях, заложенных перпендикулярно к линии простирания склона, при сокращенных наблюдениях наиболее целесообразно измерять расстояние между реперами.

С учетом целей и задач наблюдений геодезическую сеть на участке строят в три ступени:

1 – не менее двух исходных глубинных реперов, используемых для привязки и ориентирования сети в каждой серии наблюдений;

2 – сравнительно редкая сеть реперов на концах профильных линий, как правило размещаемых в местах, гарантирующих их неподвижность и сохранность. Сюда же включают и знаки на пересечениях профильных линий;

3 – основная масса знаков, размещаемая по профильным линиям приблизительно в створе между реперами ступени 2.

Таким образом, основное звено при построении наблюдательной сети на участке представляет собой отрезок профильной линии с размещенными на концах его реперами ступени 2, которые выбирают так, чтобы хотя с каждого из них обеспечить видимость на все знаки отрезка.

Камеральную обработку результатов наблюдений осуществляют с использованием автоатизированной подсистемы по следующей схеме. После проверки и обработки полевых журналов составляют ведомости подготовки данных к перфорации для ввода данных в программу ПК. Оценивают стабильность в плановом и высотном отношении исходных реперов и реперов ступени 2. Определяют координаты точек ступени 3 и вычисляют характеристики динамики оползневого процесса.

В дополнение к приведенным выше наблюдениям обязательно выделение одного опорного участка или хотя бы линии, наблюдения на которых должны вестись с максимально возможной точностью и частотой,

с целью использования получаемых материалов для проверки и уточнения принятых расчетных схем и методов исследования [5].

По материалам наблюдений следует составить:

- план наблюдательной станции в масштабе 1:5000 с исполнительной съемкой, наблюдательной сети с изменениями размеров оползня и ситуации на его поверхности;
- вертикальные разрезы по каждому профилю с нанесением контуров оползня на моменты закладки линии и данной серии наблюдений;
- графики векторов сдвижений реперов;
- графики скоростей сдвижения реперов по направлениям векторов.

Методика определения координат реперов ступени 2 и оценки стабильности исходных реперов зависит от геоморфологических и топографических характеристик участка. Ее проводят по известным методам.

При определении смещений реперов ступени 3 небольшую производительность полевых работ обеспечивает фотограмметрический метод в комбинации с измерением расстояния между реперами, позволяющий получить полное значение вектора смещения оползневых точек.

В некоторых случаях при производстве сокращенных наблюдений на профильных линиях, размещенных перпендикулярно к направлению движения оползня, целесообразно применять метод визирования по продольному створу.

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		21

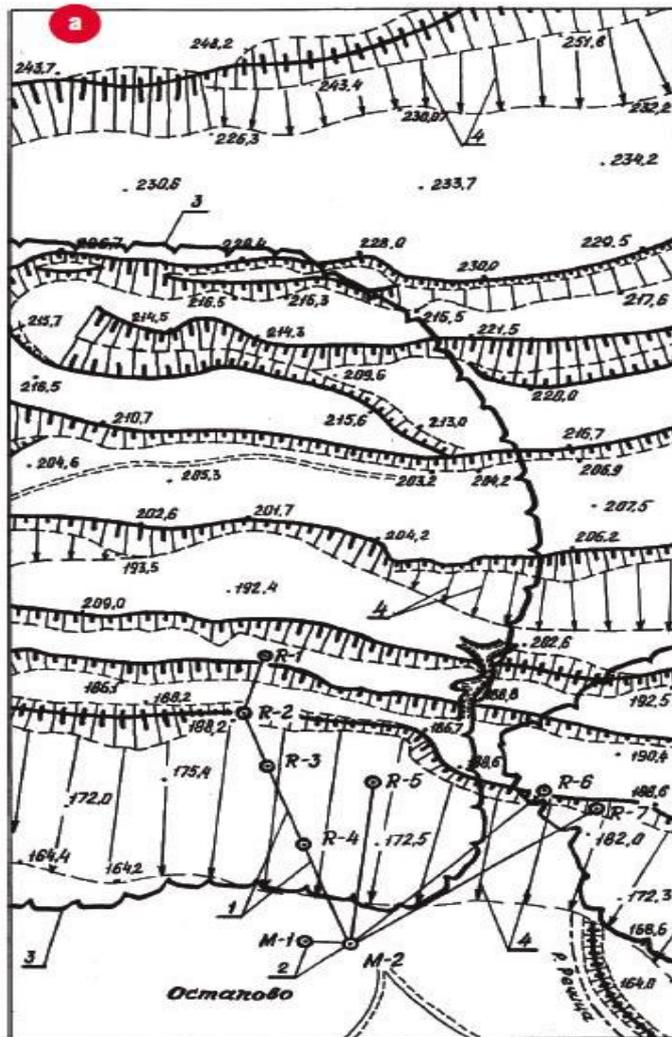


Рисунок 2.2 – Пример деформаций оползня: 1 – геодезические профили; 2 наблюдательные станции; 3 - граница оползня; 4 – направления движения оползневых масс (векторы относительных скоростей) [4]

2.3 Методы расчета прочности трубопровода на оползнеопасных участках

Наряду с эксплуатационными нагрузками на трубопровод зоне оползневого массива оказывают влияние нагрузки, вызванные со стороны оползающего грунта, приводящие к изменению напряженно-деформированного состояния трубопровода относительно проектного, что собственно ухудшает уровень конструктивной надежности трубопровода и в последствии может привести к его повреждению или выходу из строя.

При моделировании и расчете напряжений трубопроводов, склонных воздействию оползающих грунтов, учитываются следующие виды силового воздействия оползня:

1. При оползании грунтов вдоль оси трубопровода на продольных склонах в трубопроводе на одном и том же участке формируются и сдвливающие, и растягивающие напряжения.

2. При оползании грунтов под некоторым углом (меньшим 90 градусов) или перпендикулярно к продольной оси трубопровода, расположенного поперек склона, нефтепровод подвергается растяжению, изгибу в горизонтальном и вертикальном направлениях. Такой вид силового воздействия на трубопровод наиболее опасен, так как может вызвать изгиб и/или разрушение трубопровода [6].

Для трубопроводов, сооруженных в районах со сложными геологическими условиями, рекомендуется принимать во внимание дополнительные продольные осевые растягивающие напряжения.

Силовое воздействие на него со стороны оползающих грунтов является дополнительной, носящей местный характер, нагрузкой, способной значительно изменить его напряженное состояние. Оползающий грунт обращается в местную, поперечную нагрузку, приводящую к изгибу в трубопроводе. Изгиб трубопровода приводит к увеличению его длины, при этом изогнутый участок имеет большую длину, длину чем длина при горизонтальном проложении. Увеличение его длины затруднено возникающими при этом осевыми реактивными силами трения наружной поверхности трубы о грунт, что порождает силы, растягивающие трубопровод. Длина участка, на котором развиваются реактивные силы трения, тем больше, чем больше длина участка, подвергающегося силовому воздействию оползня, и изгиб трубопровода. Длина этих участков определится интенсивностью сил трения и с ее уменьшением они

увеличиваются. Параметры, характеризующие изгиб трубопровода, также определяются осевыми силами трения [1].

По результатам полевых и лабораторных исследований невозможно определить фактические прочностные характеристики трубопровода, в связи с тем что в них не всегда содержатся необходимые исходные данные.

В случае поперечного сдвига оползневой массы грунта считают, что трубопровод принимает прямолинейное положение, определяют дифференциальное уравнение изгиба рассматриваемого участка, основе которого проводится оценка текущего НДС трубопровода.

Оползневые подвижки на продольных уклонах могут быть 1) значительными при переходе массы грунта, вмещающего трубопровод, в предельное напряженное состояние и 2) незначительными, если они имеют упругий характер.

Давление зависит от скорости обтекания труб грунтом при движении грунта поперек оползня. Таким образом закономерно, что снятие грунтового давления с трубопровода является одним из наиболее эффективных процедур, выполняющееся с помощью формирования траншеи шириной 4-5 метров на глубину заложения труб и позволяющее снизить напряжения практически до проектных значений.

Сдвиги оползневого грунта, движущиеся по всей длине участка в особенности опасны для трубопроводов. В то время как в верхней части участка будут наблюдаться растягивающие напряжения, а в нижней – сжимающие, а на его концах – максимальны по модулю.

Сдвиги грунта оползневой массы

$$P_{max} = \pm \frac{\tau_{пр} \pi D_n l}{2}, \quad (2)$$

где $\tau_{пр}$ – предельные касательные напряжения; D_n – наружный диаметр трубопровода.

Максимальное продольное перемещение отмечается в точке склона $x=l/2$ и можно найти из соотношения:

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

$$u_{max} = - \frac{\tau_{пр} \pi D_H l^2}{EF}, \quad (3)$$

где E – модуль упругости металла; F – наружный диаметр трубопровода.

Максимальные напряжения вычисляются по формуле

$$\sigma_{max} = \frac{P_{max}}{F}, \quad (4)$$

Силовое воздействие грунта на труба при поперечных оползневых сдвигах грунта можно найти по формуле

$$q_{оп} = - \frac{4\pi v_{оп} \eta}{2 - \ln Re'}, \quad (5)$$

где $v_{оп}$ – скорость движения оползня; η – динамическая вязкость грунта; Re – число Рейнольдса.

Значение фактического растягивающего усилия P_{ϕ} рекомендуется рассчитать с применением зависимости, которая определяет стрелу прогиба трубопровода в середине пролета под влиянием силовых факторов $q_{оп}$. После этого устанавливается значение продольных перемещений, в этом случае рассматривается направленность взаимодействия трубопровода с грунтом (при упругой и упругопластической связях). После рассчитывается значение усилия $P_{пр}$, при котором упругая связь превращается в упругопластическую, графическим путем выясняется фактическое значение P_{ϕ} [7].

Проверку устойчивости трубопровода в продольном направлении на оползневых участках необходимо осуществлять для того, чтобы предоставить безаварийную и безотказную работу трубопровода, принимая во внимание дополнительные продольные напряжения, вызванные влиянием оползающих грунтов:

$$\sigma_{оп} = \frac{P_{\phi}}{F} \pm \frac{M_{о}, M_{с}}{W}, \quad (6)$$

где M_0 – изгибающий момент в сечениях $x=0$ и $x=l$; M_c – изгибающий момент в сечении $x=l/2$; W и F – момент сопротивления и площадь поперечного сечения трубопровода.

Практическую ценность для решения задачи устойчивости трубопровода в оползевой зоне имеют натуральные геодезические наблюдения за действительным состоянием трубопровода. При организации наблюдений за напряженно-деформированным состоянием трубопроводов на оползневых участках возникают некоторые специфические задачи, от решений которых зависит как выбор участков, на которых целесообразно устанавливать наблюдательные станции, так и методика наблюдений на них [1].

Одним из основных является вопрос о минимальной ширине оползневого участка, к теле которого находится трубопровод, при которой возможны его опасные деформации, и об определении размеров этих деформаций. С точностью достаточной для выбора методики наблюдений, эти задачи можно решить на основании расчетной схемы воздействия оползающих грунтов на трубопровод.

На основании приведенных в работе [3] формул после некоторых преобразований получили следующее выражение:

$$p_{гр} = \frac{f}{\left[\frac{l^2}{8P} - \left(\frac{M'_0}{P} + \frac{1}{k^2 P} \right) \frac{(ch \frac{l}{2} - 1)}{ch \frac{l}{2}} + w'_0 \right]}, \quad (7)$$

где $p_{гр}$ – давление оползающего грунта на трубопровод; f – стрела изгиба трубопровода на участке длиной l ; P – продольное усилие в трубопроводе; M'_0 – изгибающий момент; k – коэффициент постели грунта при сжатии; w'_0 – прогиб трубопровода на границе оползня.

Для использования этого выражения необходимо знать значение P и соответствующее ему значения l и f . В нашем случае зададимся значением P , что упрощает задачу.

Для установления связи между l и f при заданном P воспользуемся рекомендуемой в работе [1] зависимостью

$$f = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{PI^2}{EF} + 2U_0 l}, \quad (8)$$

где U_0 – удлинение примыкающего к участку l упругозащемленного участка l_0 .

$$U_0 = \frac{\tau_{\text{пред}}}{k_u} + \frac{P^2 - P_{01}^2}{2EF\pi D\tau_{\text{пред}}}, \quad (9)$$

где k_u – коэффициент постели грунта на сдвиг; P_{01} – граничное усилие при упругой связи, D – диаметр трубопровода.

После преобразований запишем выражение (9) в более удобный для вычисления виде:

$$U_0 = \frac{tg \varphi}{2A} + \frac{c}{2k_u} + \frac{P^2}{2EF\pi D\tau_{\text{пред}}}, \quad (10)$$

Где φ – угол внутреннего трения грунта; A – тангенс угла наклона зависимости k_u от γh (γ – объемный вес грунта; h – глубина заложения трубопровода на участке до оси трубы).

С другой стороны давление оползающего грунта на трубопровод

$$p_{\text{гр}} = \frac{\gamma(h+1,5D)^2}{2} tg^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2cDtg \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right), \quad (11)$$

где h – высота оползня.

Выражение (5) применимо при $h < 4D$ и соответствует случаю, когда смещение грунта происходит в виде быстрого обрушения.

Задаваясь значением l , по формуле (3) соответствующее ему значение f . Подставляя полученные значения l и f в формулу (7), находим

соответствующее ему значение $p_{гр}$. Если найденное значение близко к $p_{гр}$, определенному по формуле (11), то при принятом значении I возможны деформации трубопровода. Очевидно, что, подбирая ряд значений I , нетрудно найти l_{min} и соответствующее ему значение l_{min} для данного участка.

Поскольку в практике учитываются деформации, выходящие за пределы упругого изгиба, то при определении давления оползающего грунта на трубопровод для данного участка принимают $P = P_{упр}$, т.е.

$$P = P_{упр} = \frac{3EI}{l^3} \left(R_{min} - \sqrt{R_{min}^2 - l^2} \right), \quad (12)$$

где $P_{упр}$ – упругая сила; R_{min} – радиус кривизны упругого изгиба, обычно для приближенных расчетов аппроксимируемый равенством $R_{min} = 900D$.

В приведении формулы входят величины, характеризующие физико-механические свойства грунта на участках. Эти величины не являются постоянными, а изменяются в зависимости от ряда факторов, из которых важнейший – влажность грунтов.

При организации наблюдений, особенно после интенсивных оползневых подвижек, важно знать хотя бы приближенно величины, характеризующие предельное напряженное состояние трубопроводов, при котором возможен их разрыв. Предельное усилие $P_{пред} = \sigma_n F$, где σ_n – нормативное напряжение изгиба, которому удовлетворяют стальные трубы [1].

Выполнив те же расчеты, что и для упругого изгиба, можно получить размеры минимальной ширины оползневого участка, при которой с учетом всех остальных данных возникают нормативные напряжения изгиба σ_n .

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

Таким образом, приведенная методика расчетов позволяет получить предварительную оценку деформированного состояния трубопровода, проложенного в оползне, и принять необходимые меры для проведения исследований.

В начальный период времени наблюдений, на стадии глубинной ползучести склона, когда данных для динамического прогнозирования возможной скорости движения нет, ее целесообразно определить аналитически. Это позволяет в ряде случаев избежать преждевременной повторной серии наблюдений или же, наоборот, сократить время на исследования. Для прогноза величины скорости движения оползня v используют формулу,

$$v = \frac{\gamma_{\text{ест}}}{2\eta_{\text{д}}} H^2 [(\sin\alpha_{\text{ск}} - \cos\alpha_{\text{ск}}) \operatorname{tg}\varphi_{\text{тр}}] - \frac{c}{\eta_{\text{д}}} H, \quad (13)$$

где $\gamma_{\text{ест}}$ – объемная масса грунта в естественном состоянии; $\eta_{\text{д}}$ – динамическая вязкость грунта; H – глубина оползания; $\alpha_{\text{ск}}$ – угол наклона склона; $\varphi_{\text{тр}}$ – угол внутреннего трения; c – сцепление грунта.

Значения физико-механических свойств на участке не остаются постоянными, а изменяются в зависимости от ряда факторов. Поэтому при решении вопроса о выборе интервала между наблюдениями необходимо исходить из максимально возможной скорости движения оползня.

Когда динамическая вязкость грунта $\eta_{\text{д}}$ известна и отличается от принятой при расчете, полученные данные легко исправить, так как зависимость между $\eta_{\text{д}}$ и v прямо пропорциональна. Анализ данных расчета показывает, что при незначительной глубине оползня и малых углах откоса возможно медленное движение грунта. Поэтому для исследования динамики оползневых процессов в этот период необходимо или увеличить интервал времени между наблюдениями, или изменить их точность.

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

Точность и программу наблюдений целесообразно устанавливать в каждом конкретном случае, исходя из характера решаемой задачи, времени, за которое ее надо решить, и скорости деформации [1].

На одном из участков газопровода (рисунок) ввиду его предаварийного состояния на 1,5 мес. было проведено 13 серий наблюдений. Горизонтальные смещения точек верней образующей трубы достигли 194-480 мм, а вертикальные – 16-32 мм. Скорость перемещения оползневых масс была значительно выше. Так, только за 0,5 мес. абсолютное смещение горизонтальной составляющей с оползневой точки составило 810 мм, другая точка за 5 дней сместилась на 452 мм.

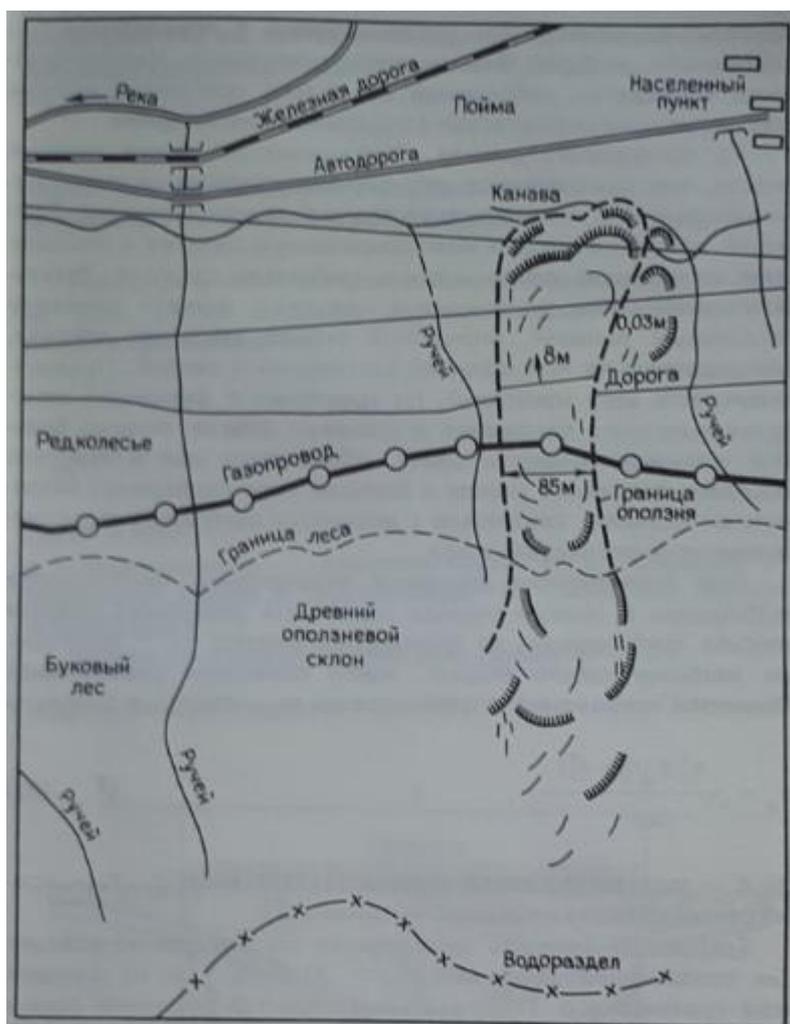


Рисунок 2.3 – Схема возникновения оползня [1]

При назначении наблюдений необходимо использовать промежуточные, т.е. визуальные и сокращенные, инструментальные наблюдения, заключающиеся в определении той координаты, которая больше всего изменяется. Целесообразность проведения наблюдений по полной программе должна обосновываться результатами сокращенных наблюдений.

На профильных линиях, заложенных по линии падения склона, при сокращенных наблюдениях наиболее целесообразно использовать измерения расстояния между реперами. Результаты таких наблюдений вполне позволяют оценить динамику оползневых явлений, определить стадию движения массива, распределение на нем областей растяжения и сжатия. Предпочтительность этих измерений, по сравнению с фиксацией изменения высотного положения оползневых знаков, помимо большей производительности работ, объясняется еще тем, что высотное положение знаков в большой мере подвержено сезонным колебаниям, связанным с морозным выпучиванием уровня грунтовых вод [3].

При исследовании динамики перемещений трубопровода необходимо в первую очередь определить увеличение стрелы прогиба трубопровода на оползневом участке m_f . В этом случае наиболее просто можно найти вызванное деформацией изменение напряжения в трубопроводе m_σ , используя формулу

$$m_\sigma = \frac{\pi^2 E (f_0^2 - f_1^2)}{4l^2}, \quad (14)$$

где E – модуль упругости, равный $2,1 \cdot 10^5$ МПа; f_0, f_1 – прогиб соответственно начальный и конечный.

Для того, чтобы рассчитать прочность трубопровода, пролегающего в оползнеопасной зоне существует вероятность столкнуться с рядом

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

непростых задач, в которых, в той или иной мере, присутствуют большое количество нелинейно связанных между собой неизвестных параметров, составляющих растягивающую осевую силой и размещение поперечных напряжений в зоне оползневого массива.

С целью решения задач применяют уравнения продольно-поперечного изгиба, в которой требуется рассмотреть работу трубопровода на обоих концах рассматриваемого участка, а так же, продольную силу, образующуюся как следствие температурного перепада и внутреннего давления в трубопроводе.

Рассматривая аналитический метод решения задач, при постановке которого результат в конечном итоге получается не совсем точным, то расчетный участок трубопровода делят на три относительно равные части, планируя, что с середины участка трубопровода, пролегающего через оползневую массу, нагружение на трубопровод является симметричным. Для выявления графического решения задачи создаю модель трубопровода в виде прямолинейного стержня применяя уравнения продольно-поперечного изгиба [7].

Другой метод решения задачи на прочность трубопровода при рассмотренных ранее видах силового воздействия оползня предполагает воспользоваться численным методом расчета, или по другому, методом конечных элементов.

В [*] примере реального газопровода, проложенного на оползне, решается задача по определению его НДС, при этом силовое воздействие оползающих грунтов относится к первому типу (оползание грунта вдоль оси трубопровода). Авторы показывают, что задача не может быть решена аналитическими методами, и указывают на сложное взаимодействие подземного нефтепровода с оползающим грунтом. Крутой склон в начале участка может привести к смещению грунта параллельно оси нефтепровода. В средней части возможны продольные перемещения и прогибы трубы. В

зависимости от эксплуатационных нагрузок (давления, температурного перепада) и степени силового воздействия оползня нефтепровод может либо растягиваться, либо сжиматься, либо на одном участке растягиваться, а на другом – сжиматься. Такие деформации вместе с весом самого нефтепровода, продукта и грунта, находящегося на трубе, влияют на его прогиб. А дополнительная нагрузка, возникающая вследствие оползания грунта, приводит к возникновению внутренних усилий (продольных усилий и перерезывающих сил). Учтено, что смещения грунта по склону при оползне имеют либо упругий, либо упругопластический, либо пластический характер.

Не всегда удается в полной мере оценить НДС реального трубопровода аналитическим методом. Это связано с неоднородностью взаимодействия оползающего грунта с трубопроводом.

Трубопровод моделируется трубчатым стержневым элементом. Длина расчетного участка делится на n частей, которые могут отличаться физико-механическими свойствами грунтов основания и засыпки, характеристиками труб, свойствами профиля трассы.

По итогам анализа изученной научно-практической базы расчет прочности трубопровода на оползневых склонах производится допуская, что деформации трубопровода рассматриваются в двухмерной системе координат, трубопровода нагружен линейно, модель механического поведения грунта проста. Так же в материалах расчет прочности трубопровода в оползневой зоне осевые напряжения постоянны на рассматриваемом участке и указываются в соответствии с эксплуатационными параметрами и сдвигами трубопровода в грунте [6].

Также заметим, что на протяжении ряда лет в практику расчетов прочности и устойчивости нефтепроводов широко внедряются, а в последние несколько лет активно используются программные комплексы, реализующие методы численного анализа НДС нефтепроводов в условиях

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

сложного нагружения, такие как АСТРА-НОВА, СТАРТ, АВАКУС, ANSYS, AutoPIPE PLUS, CAESAR II, CPipe, NASTRAN и др. [8].

В большинстве работ, в которых показаны результаты расчетов НДС подземных нефтепроводов с применением этих комплексов, как правило, либо отсутствует описание математической модели расчета, либо оно присутствует, но применительно к технологическим нефтепроводам. В этих работах основное внимание уделяется расчету коротких труб с дефектами, разрушение которых происходит под действием кольцевых напряжений в результате аварийного повышения давления сверх заданного рабочего значения. Однако балочные (стержневые) формы решения рассматриваются не в полном объеме, хотя описывают изгиб и потерю устойчивости нефтепровода при эксплуатации сооружения в сложных геологических условиях и учитывают нелинейное взаимодействие нефтепровода с грунтом. Анализ аварий и отказов на нефтепроводах показывает, что основная часть нештатных ситуаций происходит из-за воздействия непроектных нагрузок на нефтепровод, но в отдельных случаях разрушение нефтепровода может произойти и при нормальных (без повышения давления) эксплуатационных условиях [7].

Указанные программы хорошо зарекомендовали себя в случаях, когда точно известны геометрические характеристики нефтепровода и действующие на него силы.

Однако программы, сопряженные с ГИС, оперативно реагирующие на изменение исходных данных при деформации нефтепровода и связанные с системами мониторинга, оказываются более эффективными. Специализированная географическая информационная система, включающая базу геопространственных данных, позволяет хранить, анализировать и обрабатывать полученную в результате мониторинга нефтепровода информацию. Расчетные программы, запуск которых выполняется непосредственно из интерфейса ГИС-программы, для

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		34

моделирования влияния на трубопровод контролируемых параметров грунта автоматически используют географически привязанные исходные данные и позволяют получать результаты в виде управленческих решений, направленных на повышение безопасности конкретного участка трубопровода.

Расчет прочности нефтепровода, работающего в оползневых зонах, требует учета многих факторов, в том числе неоднородности и динамики параметров грунта по трассе нефтепровода, возможности изменения и перераспределения нагрузки на трубу при взаимодействии нефтепровода с грунтом и пр. Расчет должен выполняться численными методами с построением конечно-элементной сетки. При этом должны учитываться изменения температуры и давления перекачиваемой нефти, перераспределение нагрузки за счет взаимодействия нефтепровода с грунтом на расчетном и прилегающих участках при упругой, упруго-пластичной и пластичной связи трубы с грунтом [7].

2.4 Напряженное состояние трубопровода в горных условиях

2.4.1 Факторы, влияющие на напряженное состояние трубопроводов.

Подземные трубопроводы находясь в сложном напряженном состоянии, подвергаются воздействию внутреннего давления, а так же нагрузок, которые при проектировании трудно учесть, так как они проявляются лишь в особых ситуациях при эксплуатации.

Опыт эксплуатации трубопроводов в сложных горных условиях показал, что решить задачу оценки их технического состояния можно только путем учета целого ряда факторов, предусматривающего визуальные наблюдения за трассой газонефтепровода, инженерно-геологические и геодезические изыскания, изучение напряжений в металле труб и другие мероприятия.

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

В рабочих условиях трубопровод необходимо рассматривать как сложную многофакторную систему, основными элементами которой являются: собственно трубопровод в условиях НДС; взаимодействующая с трубопроводом окружающая грунтовая среда; перекачиваемый продукт со своими физико-химическими параметрами. Лишь всесторонний учет всех наиболее основных параметров этой системы будет способствовать правильному решению вопроса, касающегося оценки действительного напряженного состояния трубопровода [1].

С момента начала ввода трубопровода в эксплуатацию линейная часть должна работать на расчетные нагрузки. Отдельные участки в результате различного рода отклонений от расчетного состояния испытывают экстремальные нагрузки и воздействия, что является главной предпосылкой возникновения аварийных ситуаций.

Из всего многообразия таких воздействий можно выделить следующие, наиболее существенные: изменение внешних нагрузок и воздействий; изменение расчетного высотного и планового положения труб; продольные перемещения труб; утонение стенок труб за счет различного рода механических воздействий, например абразивного износа стенок на круглых поворотах труб; внутренняя и наружная коррозия труб; отклонение от расчетных параметров реального давления продукта и температурного режима трубопровода; нанесение на внутреннюю и наружную поверхность труб различного рода концентраторов напряжений (надрезы, царапины, задиры т.п.); изменение напряженного состояния в стенках труб в результате воздействия перечисленных выше факторов [2].

2.4.2 Анализ взаимодействия трубопровода с оползающим грунтом

Скорость движения оползня рассчитывается по формуле

$$v = \frac{\gamma_{\text{ест}}}{\eta} \left(H \cdot y - \frac{y^2}{2} \right) (\sin \alpha - \cos \alpha \cdot \operatorname{tg} \varphi) - \frac{c}{\eta} \cdot y, \quad (14)$$

					СУЩЕСТВУЮЩИЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕЙСТВИТЕЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		36

где $\gamma_{\text{ест}}$ – объемный вес грунта в естественном состоянии; η – динамическая вязкость; H – глубина оползня; y – расстояние от оси трубы до линии скольжения; α – угол наклона оползня; φ – угол внутреннего трения грунта; c – сцепление грунта.

Из этого выражения видно, что для грунтов, не обладающих сцеплением (песчаные), скорость оползания может быть больше 0 лишь при $\alpha > \varphi$. Если откос сложен вязкопластичными глинами, то v определяют принимая $\varphi = c = 0$.

Предельное сопротивление грунта сдвигу определяется через соотношение

$$\tau_{\text{пр}} = \gamma_{\text{ест}}(H - y)tg\varphi + c, \quad (15)$$

Предельное растягивающее усилие в сечениях $x = 0$ и $x = l$ при наличии упругой связи трубопровода с грунтом

$$P_{\text{пр}} = \frac{(\beta, \tau_{\text{пр}})}{k}, \quad (16)$$

где $\beta = \sqrt{\pi Dk/EF}$; k – коэффициент постели грунта на сдвиг; E – модуль упругости; F – площадь сечения трубы.

Давление грунта оползня на трубу

$$q_{\text{оп}} = \frac{4\pi v_{\text{оп}}\eta}{2 - \ln Re}, \quad (17)$$

Изгибающий момент в трубопроводе на границе оползня

$$M_0 = \frac{\left(2 - \frac{k_0^2}{\alpha^2}\right) \frac{kl}{4} - th \frac{kl}{2}}{\frac{k}{\alpha} + th \frac{kl}{2}} \cdot \frac{q}{k^2}, \quad (18)$$

где k_0 – коэффициент постели грунта при сжатии.

В сечении $x = l/2$ изгибающий момент

$$M_c = \left(M_0 + \frac{q}{k^2} \right) \frac{1}{ch \frac{kl}{2}} - \frac{q}{k^2}, \quad (19)$$

Прогиб конца полубесконечного трубопровода

$$w_0 = \frac{2\alpha}{k_0 D_H} \left(\frac{ql}{2} + \alpha M_0 \right). \quad (20)$$

Растягивающее усилие $P_{кр}$ определяется из совместного решения

уравнений
$$f = \frac{ql^2}{8P} - \left(\frac{M_0}{P} + \frac{q}{k^2 P} \right) \frac{ch \frac{kl}{2} - 1}{ch \frac{kl}{2}} + w_0; \quad (21)$$

$$f = \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{Pl^2}{EF} + u_{01}l + u_{02}l + u_{сл}l}; \quad (22)$$

где $u_{сл}$ – продольное перемещение труб за счет слабины участка l , которое можно принять равным 1-1,5 см на каждые 100 м длины трубопровода, т.е. $u_{сл} = 10^{-4}l$; P – продольное усилие; u_{01} и u_{02} – продольные перемещения участков l_1 и l_2 .

Ввиду того что трубопровод находится под нагрузкой длительное время, в расчетах необходимо учитывать такое важное свойство грунта, как способность постепенно, с течением времени, наращивать деформации без увеличения усилий, их вызывающих (реологическое свойство, называемое ползучестью).

Кроме того, как показывает практика эксплуатации трубопроводов в горах, при расчете перемещений их подземных участков необходимо учитывать такой важный параметр, как влажность грунта, в значительной мере влияющий на степень заземления заглубленного трубопровода. Поэтому для повышения устойчивости подземных участков трубопроводов в увлажненных грунтах необходимо нагружать пригрузами и соответствующей присыпкой грунтом в виде обвалований или насыпи [3].

III. ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОПОЛЗНЕОПАСНЫХ УЧАСТКАХ

Для обеспечения устойчивого и безаварийного состояния магистрального трубопровода через сложный рельеф местности предусматривается непрерывный мониторинг системы «грунт↔трубопровод↔перекачиваемый продукт», что можно осуществить выполняя регулярные наблюдения за движением оползневых масс и НДС опасного участка трубопровода. Представленный способ автоматизированного мониторинга предоставляет данные о сдвигах грунта и разного рода деформации трубопровода. В случае смещения оползневого грунта автоматически осуществляется вычисление НДС трубопровода, а после по итогам расчета предлагаются рекомендации по эксплуатации трубопровода в данном состоянии.

3.1 Описание технологии автоматизированного мониторинга магистральных трубопроводов на оползнеопасных участках

Сдвиги грунта в основном наблюдаться в результате таких явлений как дожди, землетресения, оттаивания почвы и др. В связи с невозможностью достоверного определения состояния склона и времени его вероятного обрушения была введена в пользование система автоматизированного мониторинга участков трубопровода в оползнеопасной зоне, позволяющая производить контроль за такими параметрами оползневых процессов как:

- величиной смещения грунтовых масс на склонах;
- уровнем грунтовых вод, влияющих на устойчивость склона;

					<i>Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кудачинова К.В.</i>			ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					39	117
<i>Консульт.</i>		<i>Бурков В.П.</i>				ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

– изменением положения нефтепровода на оползнеопасных участках.

3.2 Состав системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов

Система автоматизированного мониторинга оползнеопасных участков трубопровода состоит из четырех подсистем :

1. Измерительная подсистема (ИП).
2. Подсистема передачи данных (ППД).
3. Подсистема хранения данных (ПХД).
4. Подсистема обработки данных (ПОД).

Измерительная подсистема предполагает специализированный комплекс технических средств (КТС) для проведения измерений, получения и обработки информации о состоянии трубопровода, характеристиках почвы и геологических процессов, происходящих на измеряемом участке, кроме того для передачи данных в следующую подсистему.

Измерительная подсистема состоит из пунктов контроля, находящихся на участках мониторинга и отслеживающих характеристики склоновых процессов и состояние рассматриваемого участка трубопровода. Пункты контроля склоновых процессов представляют собой скважины с установленными отслеживающими техническими средствами, в свое время пункты контроля положения трубопровода устанавливаются на трубе. Оборудование каждого пункта контроля включает измерительный датчик, блок сбора и передачи данных, источник питания, радиомодем, антенну .

В системе используются следующие типы пунктов контроля:

1. Пункт инклинометрического контроля (ПИК) – комплекс технических средств, позволяющий автоматизированно контролировать и регистрировать перемещения грунта на оползнеопасном склоне.

					ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

2. Пункт контроля уровня подземных вод (ПКУПВ) – комплекс технических средств, позволяющий контролировать уровень грунтовых вод.

3. Пункт контроля положения трубопровода (ПКПТ) – комплекс технических средств, позволяющих контролировать и регистрировать перемещения трубопровода.

Структурная схема измерительной подсистемы представлена на рисунке 3.1.

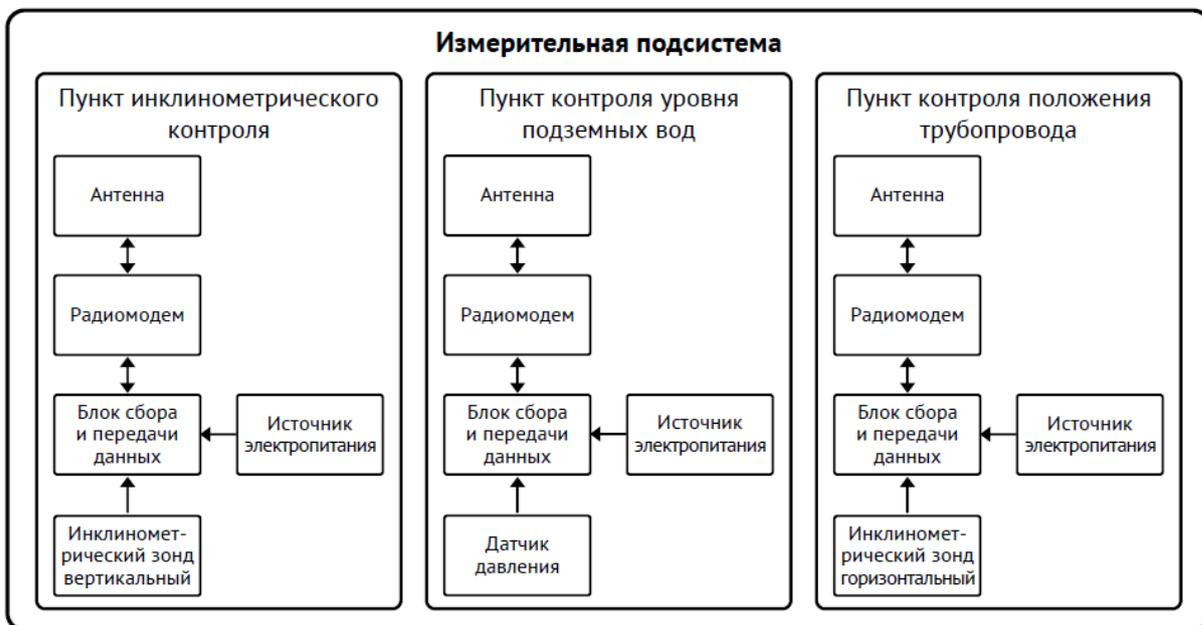


Рисунок 3.1 – Структурная схема измерительной подсистемы [8]

Подсистема передачи данных предполагает сбор данных автоматизированного мониторинга измерительной подсистемы со всех пунктов наблюдения и ее передачи в ПХД.

Оборудование ППД включает точки сбора данных (ТСД), средства технологической связи нефтепроводной системы и точки ретрансляции, предназначенные для передачи данных, если возникает необходимость ремонта или монтажа пунктов контроля на значимом расстоянии от ТДС либо в обстоятельствах недоступности непосредственной видимости.

Структурная схема подсистемы передачи данных представлена на рисунке 3.2

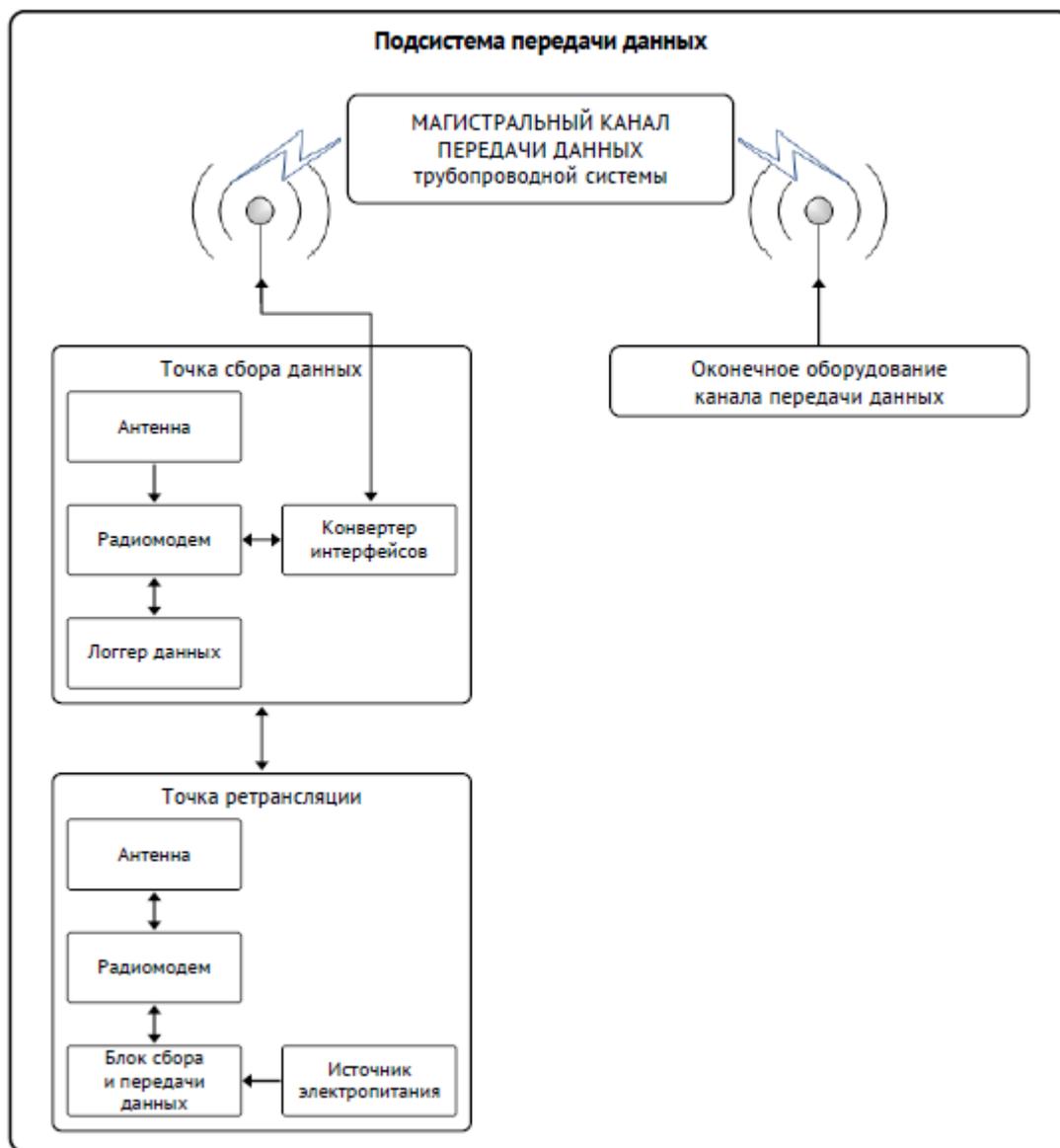


Рисунок 3.2 – Структурная схема подсистемы передачи данных [8]

Результаты измерений принятые с ТСД направляются в **подсистему хранения данных**, где с помощью серверного оборудования, в состав которой входят сервер, средства телекоммуникации и маршрутизации, реализуется сбор, обработка и хранение информации.

Подсистема обработки данных предназначена для расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода, визуализации

результатов измерений и результатов расчета и выработки управленческих решений.

Основным оборудованием подсистемы обработки данных является удаленное автоматизированное рабочее место (АРМ) с размещенным специализированным программным обеспечением, которое дает возможность определить воздействие оползневых процессов на прочность трубопровода и предоставить рекомендации по устранению опасных факторов, а так же выдать сигнал оператору АРМ о превышении пороговых значений контролируемых характеристик. Данные для расчета НДС трубопровода предоставляются системой автоматизированного и периодического (геоологические изыскания) мониторинга.

Структурная схема подсистемы обработки данных представлена на рисунке 9.

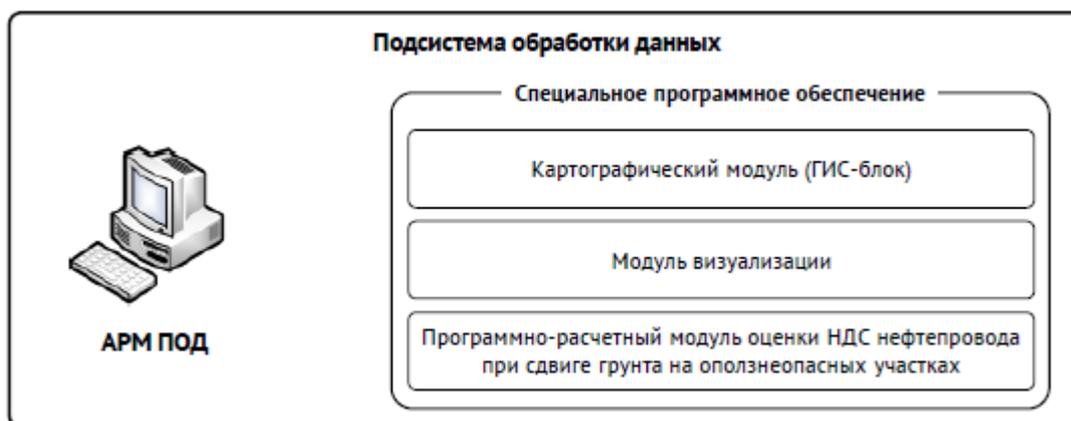


Рисунок 3.3 – Структурная схема подсистемы обработки данных [8]

3.2.1 Пункты контроля

Организация и функционирование пунктов контроля.

Комплекс технических средств пунктов инклинометрического контроля и контроля уровня подземных вод располагают в скважинах глубиной от 5 до 30 м с целью предотвращения влияния низких температур и несанкционированного доступа (рисунок 3.4).

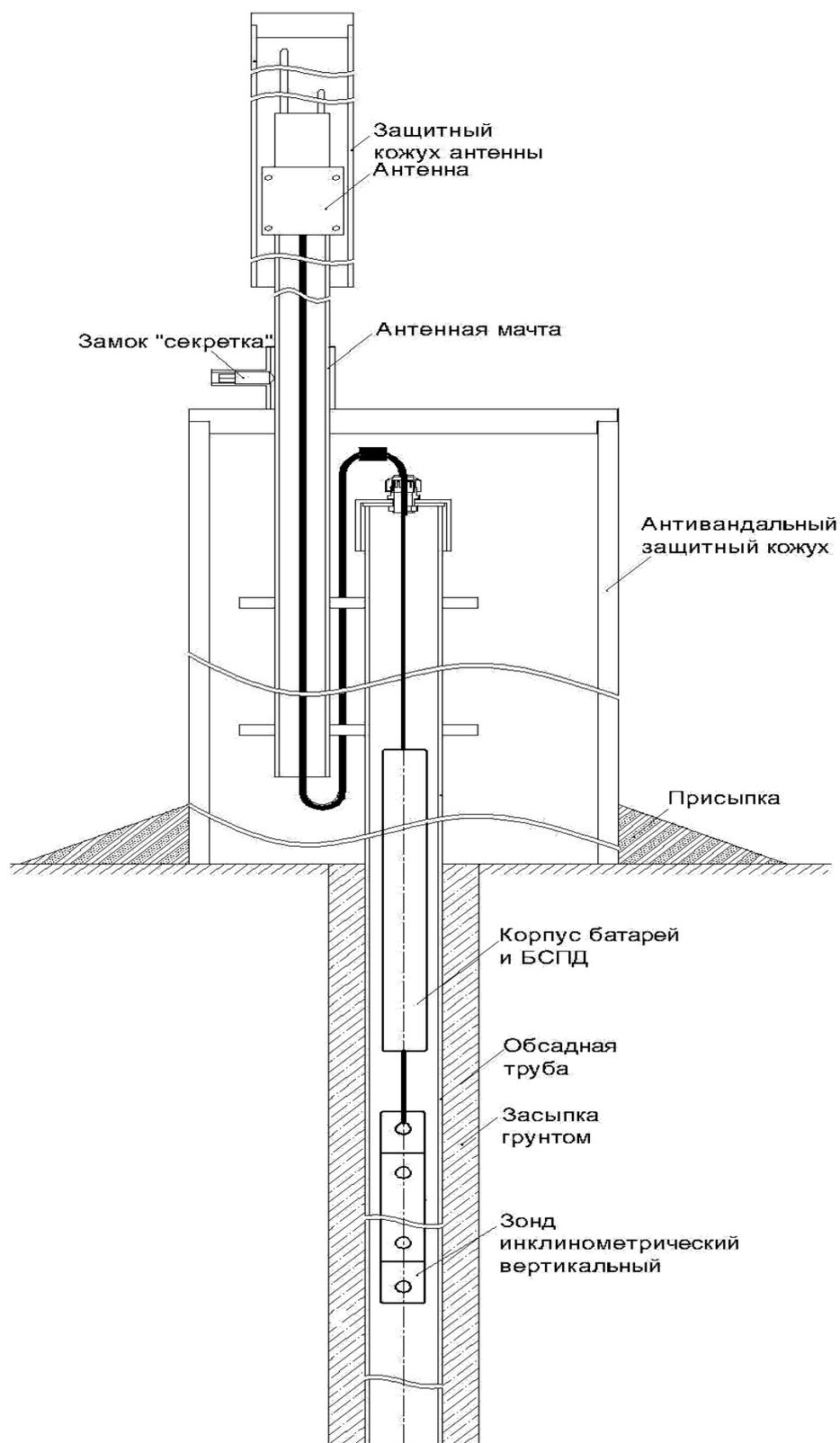
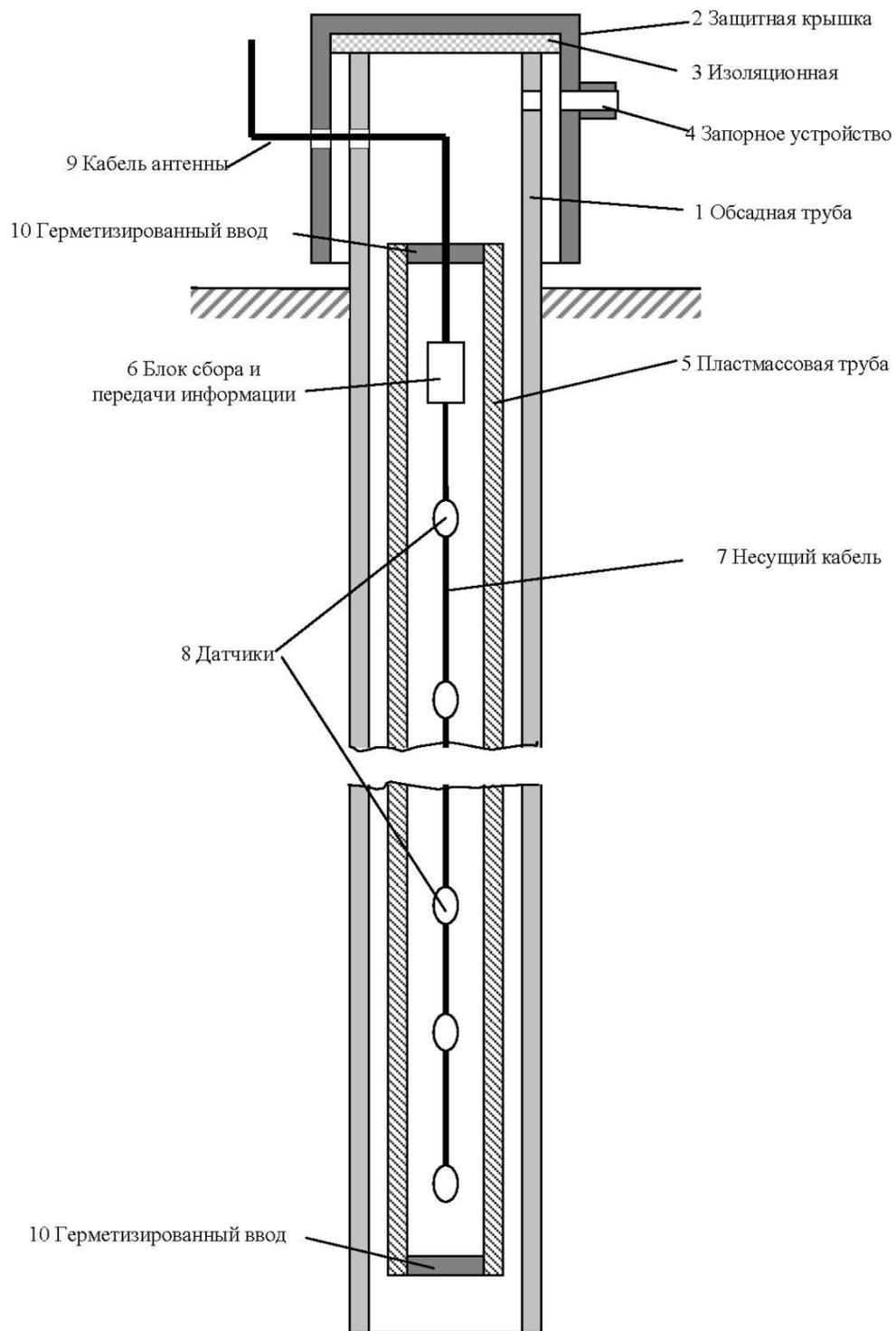


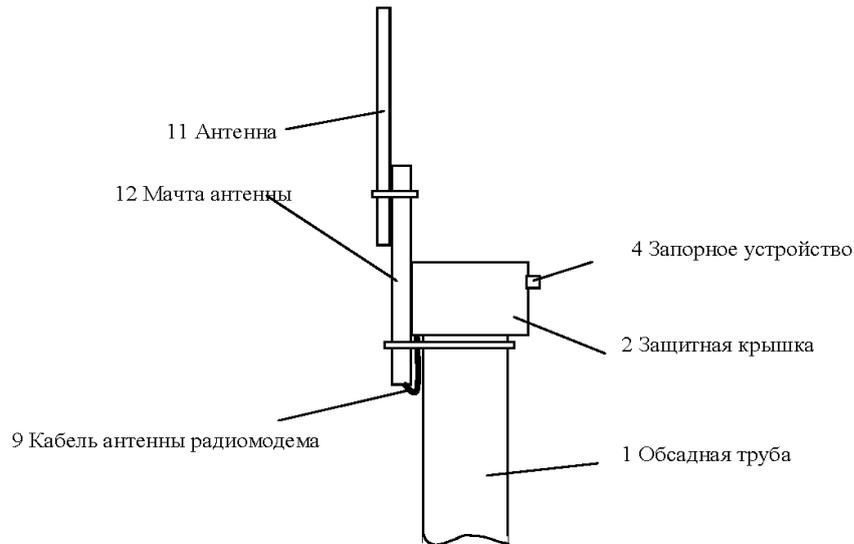
Рисунок 3.4 – Схема пункта инклинометрического контроля [8]



1 – обсадная труба; 2 – защитная крышка; 3 – изоляционная прокладка; 4 – запорное устройство; 5 – пластиковая труба; 6 – блок сбора и передачи данных; 7 – кабель с информационной и питающей жилами; 8 – датчики; 9 – антенный кабель; 10 – герметизированный ввод

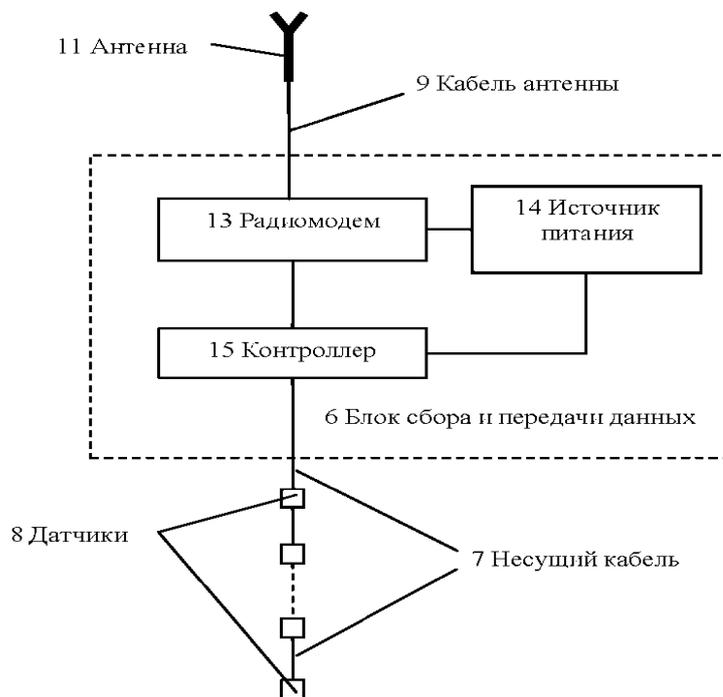
Рисунок 3.5 – Пункт контроля в разрезе [8]

					ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45



1 – обсадная труба; 2 – защитная крышка; 4 – запорное устройство; 9 – антенный кабель; 11 – антенна; 12 – мачта антенны

Рисунок 3.6 – Оголовок обсадной трубы с антенной [8]



6 – блок сбора и передачи данных; 7 – кабель с информационной и питающей жилами; 8 – датчики; 9 – антенный кабель; 11 – антенна; 13 – радиомодем; 14 – источник питания; 15 – контроллер

Рисунок 3.7 – Схема сбора и передачи данных [8]

В пробуренной скважине устанавливают металлическую обсадную трубу 1. В 1 помещают трубу 5 из АБС-пластика, чтобы блок сбора и передачи данных 6 находился ниже уровня грунта, внутри нее на тресе, роль которого выполняет кабель с информационной и питающей жилами 7, подвешивают датчики 8 (смещения или датчики давления - пункт контроля уровня подземных вод), и блок сбора и передачи данных 6, включающий радиомодем 13, передающий данные по установленному расписанию или по запросу, источник питания 14 и контроллер 15, осуществляющий опрос датчиков 8 по заданному расписанию и выполняющий сбор данных с датчиков и накопление их в энергонезависимой памяти.. Герметизированные вводы 10 закрывают пластиковую трубу 5 во избежание попадания влаги.

Антенный кабель 9 проходит через верхний герметизированный ввод 10, соединяющий через герметизированное отверстие в обсадной трубе 1 радиомодем 13 и антенну 11. Антенна 11 закреплена на мачте 12, которая прикреплена к обсадной трубе. Антенна 11 изготовлена с применением антивандальной защиты.

Для обеспечения необходимой теплоизоляции защитная крышка 2 закрывает оголовок обсадной трубы 1, между ними устанавливается изоляция 3. В защитной крышке в металлической трубке с резьбой устанавливается запирающий элемент (болт) 4, форма головки которого отличается от стандартной.

Основные технические решения по конструкции, размещению, обслуживанию элементов системы учитывают особенности его эксплуатации в климатическом подрайоне IА согласно СНиП 23-01-99* [9].

Блок сбора и передачи данных (БСПД) имеет оптимальные габаритные размеры и представляет собой печатную плату, разработанную специально для использования в пунктах контроля системы мониторинга, в

					ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

которых выполняются периодические измерения определяемые настройками таймера БСПД , за счет чего снижено электропотребление - несколько микроват между сеансами измерений.

БСПД 6, входящий в состав каждого пункта контроля выполняет оцифровку сигналов аналоговых датчиков и формирование информационных пакетов по заданному протоколу. Помимо первичных средств мониторинга и БСПД в пункты контроля входят источники автономного электропитания в виде литиевых батарей необходимой емкости и радиомодемы LPD класса для локального сбора данных [8].

Блок сбора и передачи данных 6 поддерживает следующие интерфейсы: RS-485, 1-Wire, токовую петлю (до 6 входов).

БСПД соединяется через кабельные линии связи с измерительным оборудованием, размещенным в пунктах автоматизированного контроля.

Основными функциями БСПД являются: сбор данных с измерительных устройств; хранение и передача информации; контроль функционирования датчиков

Контроль работоспособности каналов связи от пунктов контроля до ППД и от ППД до сервера ПХД проверяется при каждом сеансе связи. В случае неподтверждения выхода на связь пункта контроля в установленное время специальное программное обеспечение рабочего места оператора информирует его предупреждающим сигналом.

Собранные данные привязываются к системному времени по внутренним часам БСПД, которые синхронизируются по линиям связи с сервером ПХД.

В случае неработоспособности линии связи БСПД 6 записывает данные до установления успешного сеанса связи. Объем информации за

сутки, который позволяет БСПД позволяет сохранять информацию за 7000 суток (для измерений чуть более 1 Кбайта).

В качестве источника питания в пунктах контроля применены литийтионилхлордные батареи, устойчивые к низким температурам, емкость 27 А·ч.

В качестве радиомодема *13* использованы модели LPD класса для локального сбора данных.

Пункт инклинометрического контроля. В качестве средства измерения пункта инклинометрического контроля применяются зонды инклинометрические вертикальные.

Инклинометрические зонды – измерительные приборы цилиндрической формы, изготовленные из нержавеющей стали, оснащенные двухосным сервоакселерометром.

Инклинометры измеряют величины наклона в двух взаимно перпендикулярных направлениях, на выходе имеют электрический сигнал, пропорциональный углу наклона датчика. Инклинометрический зонд оснащен направляющими колесами для надежной фиксации прибора при монтаже в направляющих обсадной трубы относительно измерительной оси (рисунок 3.8) [8, 31].



Рисунок 3.8 – Инклинометрический зонд: общий вид (слева) и в обсадной трубе (справа) [8]

Для мониторинга смещений грунтового массива инклинометрические зонды размещаются в обсадной трубе диаметром 70 мм, установленной в пробуренную скважину (рисунок 3.8) [8].

Бурение скважин выполняется в местах, определенных по результатам геологических изысканий, с учетом особенностей развития оползневых процессов [8]. Количество размещаемых в скважинах инклинометров и их взаимное расположение определяются, исходя из расчетов плоскости скольжения.

Предварительная обработка результатов измерения углов наклона обсадной трубы в инклинометрической скважине выполняется 24-разрядным АЦП, передача данных осуществляется LPD-радиомодемом с диапазоном рабочих частот от 433,05 до 434,79 МГц. Электропитание пунктов контроля обеспечивается за счет применения взрывозащищенных, высоко- температурных, повышенной надежности литийтионилхлоридных батарей емкостью 18 А·ч. Влаго- и термоизоляция пунктов контроля достигается за счет размещения оборудования в герметизированной скважине. Измерения и передача данных с участков мониторинга производится квазинепрерывно (с настраиваемой периодичностью). За счет применения высокотехнологичного и энергоэффективного оборудования при периодичности измерений 1 раз в час, инклинометрическая скважина способна находиться в работоспособном состоянии (до полного разряда батарей) в течение 2 лет.

					ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		50



Рисунок 3.9 – Начальное положение пункта инклинометрического контроля [31]

При активизации оползневого процесса и смещении грунта по склону масса грунта воздействует на пластиковую обсадную трубу, вследствие чего труба деформируется, а инклинометрические зонды фиксируют изменения угла собственного наклона (рисунок 3.10) [31].

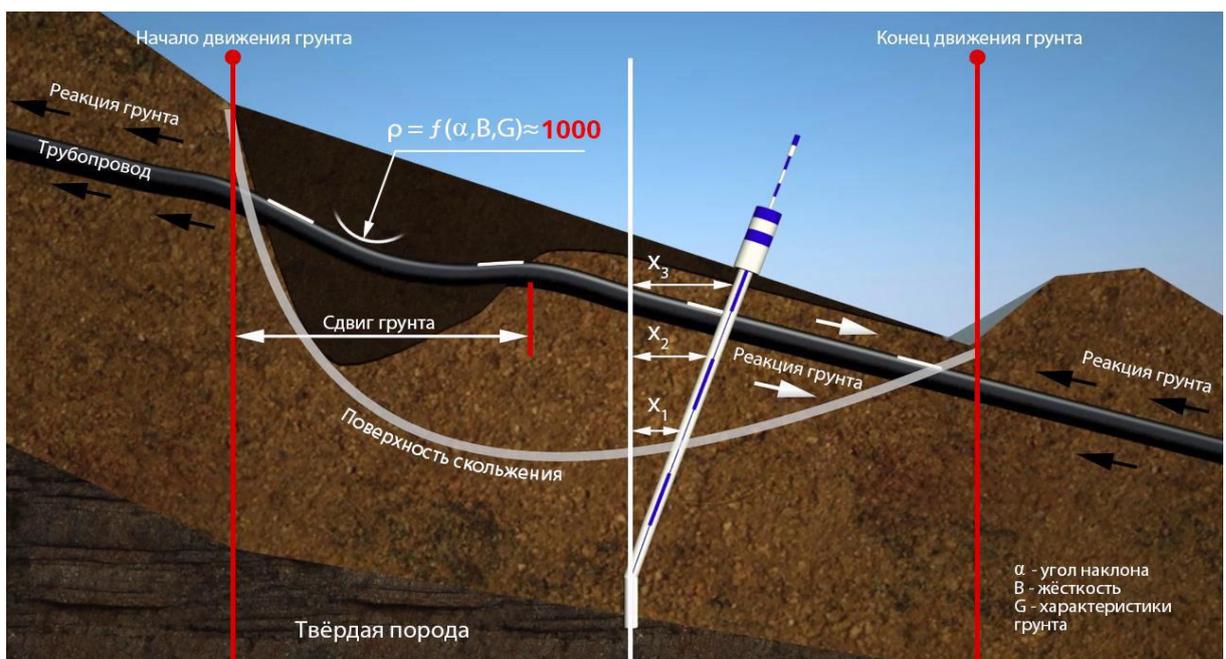


Рисунок 3.10 – Принципиальная схема мониторинга грунтового массива [31]

Преобразование углов наклона в пределах от -20 до $+20$ градусов в электрический ток в диапазоне $4 - 20$ мА $I = f(\sin\alpha)$ происходит в каждом из установленных инклинометрических зондов.

Обработка результатов измерений выполняется программным обеспечением, которое осуществляет обратное преобразование $\alpha = \arcsin(f^{-1}(I))$, здесь α – угол наклона зонда по вертикали.

Пересчет углов наклона, в смещение грунта осуществляется по следующей зависимости [35]:

$$x_i = x_{i-1} + (z_{i-1} - z_i)\sin\alpha \quad (2.1)$$

где x_i и x_{i-1} – смещения грунта на уровне i и $(i-1)$ -го датчиков, м; z_i и z_{i-1} – глубины размещения i и $(i-1)$ -го датчиков, м; α – величина угла, полученная с i -го датчика, градус.

Пункт контроля положения трубопровода. Для мониторинга изменения положения трубопровода применяются субгоризонтальные инклинометрические зонды. Зонды закрепляются при помощи хомутов на теле трубопровода и позволяют контролировать изменение угла наклона трубопровода, с использованием которого определяется высотное положение трубопровода. Оборудование пунктов контроля положения трубопровода производится в технологических колодцах.

Оборудование сбора и передачи данных пункта контроля положения трубопровода также размещается в скважине (рисунок 3.11).

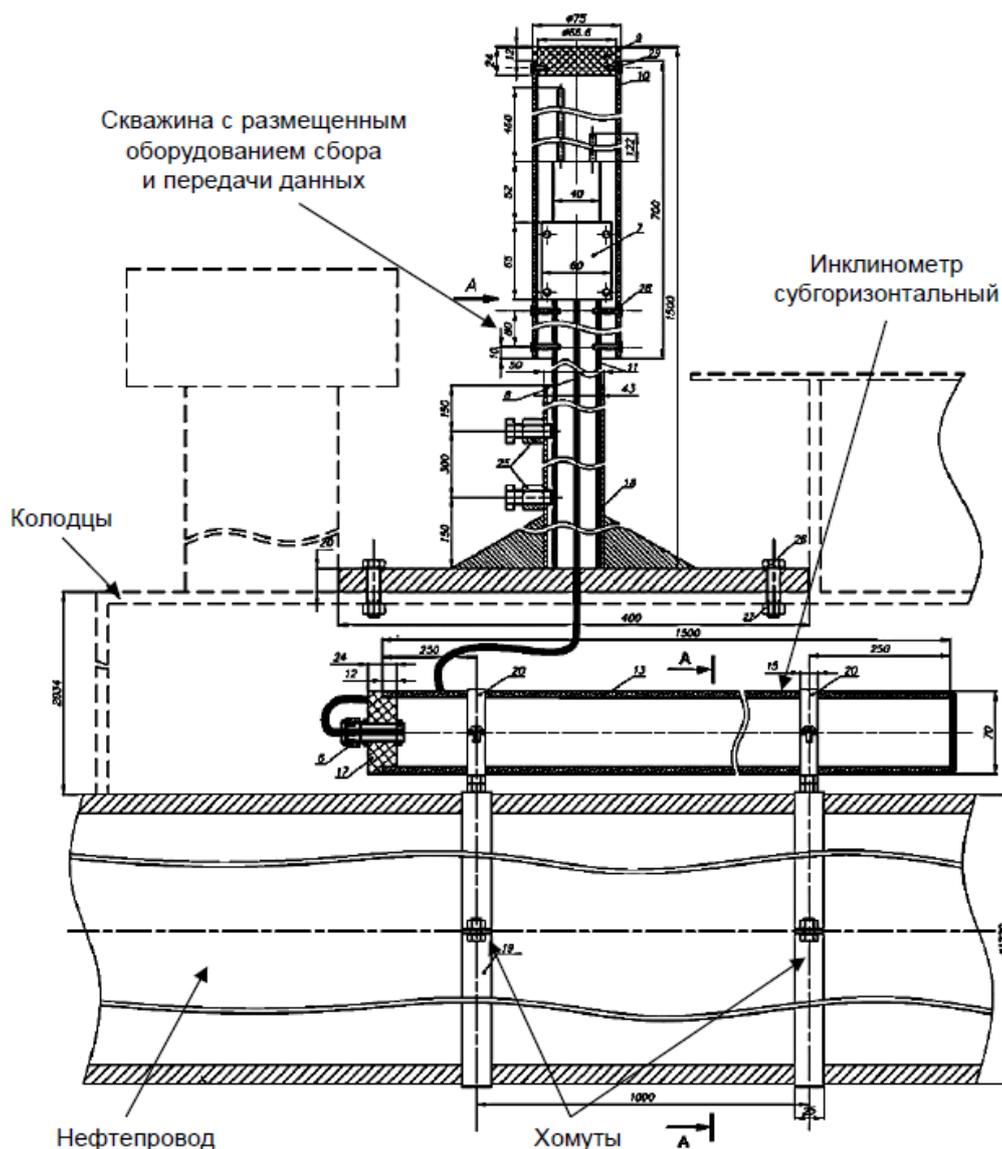


Рисунок 3.11 – Схема размещения оборудования пункта контроля положения трубопровода [15]

При смещении грунта по склону параллельно направлению трубопровода производится его вынос из-под трубопровода, образуются пустоты и трубопровод под тяжестью собственного веса меняет высотное положение, что приводит к его деформации. Субгоризонтальные инклинометры, смонтированные на теле трубопровода фиксируют изменение собственного угла наклона и позволяют определить положение трубопровода после сдвига грунта.

Пункт контроля уровня подземных вод. Пункты контроля уровня

подземных вод необходимы для мониторинга подъема грунтовых вод, получения информации об увлажнении оползнеопасного склона. При подъеме уровня воды до плоскости скольжения, положение которой определяется расчетными методами, вода играет роль смазки, снижает силу трения и создает благоприятные условия для начала движения грунтовых масс. Мониторинг данных процессов позволяет зафиксировать снижение устойчивости оползнеопасного склона, спланировать и провести компенсирующие мероприятия по его укреплению.

Комплекс технических средств пункта контроля уровня подземных вод идентичен КТС, применяемым в ПИК и ПКПТ, за исключением средства измерений. В качестве первичного средства измерений в ПКУПВ применяется датчик давления с диапазоном измерения от 0,03 до 6 м вод. ст. и пределом допускаемой основной погрешности $\pm 0,35$ % от диапазона измерения. Нижняя часть обсадной трубы перфорирована для поступления воды в зону размещения датчика давления.

Погружной датчик давления непрерывного преобразовывает измеряемую величину – гидростатическое давление жидкой среды в унифицированные выходные сигналы по напряжению. Преобразование данных сигналов производится также при помощи БСПД.

3.3 Алгоритм работы системы автоматизированного мониторинга участков трубопровода с развитием оползневых процессов

Укрупненный алгоритм работы системы автоматизированного мониторинга представлен на рисунке 3.12.

					ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

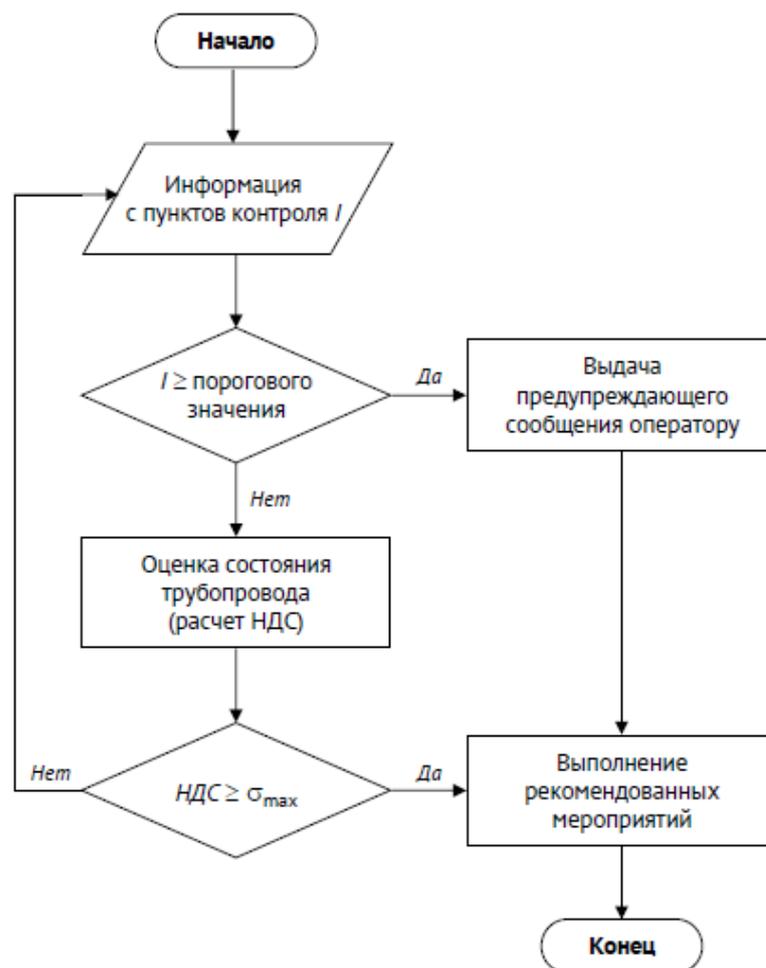


Рисунок 3.12 – Алгоритм работы системы автоматизированного мониторинга участков трубопровода с развитием оползневых процессов [9]

Информация с пунктов контроля ПИК, ПКПТ и ПКУПВ по каналам связи поступает в базу данных ПХД, затем на автоматизированное рабочее место подсистемы обработки данных, где установлено специальное программное обеспечение, позволяющее структурировать, обрабатывать и анализировать поступающую информацию.

Данные с пунктов инклинометрического контроля, пунктов контроля положения трубопровода и пунктов контроля уровня подземных вод сравниваются с заранее рассчитанными пороговыми значениями углов наклона инклинометрической скважины, трубопровода и уровня подземных вод. В случае превышения пороговых значений контролируемые

параметрами специальное программное обеспечение системы мониторинга выдает оператору сообщение о потенциальной опасности.

В случае, если контролируемые параметры находятся в пределах допустимых значений, но отличаются от значений, полученных при предыдущем измерении, выполняется моделирование влияния геологических процессов на трубопровод с последующим расчетом напряженно-деформированного состояния трубопровода: кольцевого напряжения, максимального продольного напряжения, интенсивности напряжений. Полученные в результате расчета напряжения сравниваются с предельными значениями в соответствии со СНиП 2.05.06-85* [21].

Если значения находятся в пределах допустимых значений, то система выдает рекомендации с указанием секции трубопровода и мероприятиями, которые необходимо провести. Например, провести плановые диагностические обследования, оценить прочность и долговечность дефектных участков труб и сварных соединений с учетом расчетных кольцевых и продольных напряжений.

При превышении полученными в результате расчета напряжениями допустимых значений предлагается выполнить 100% неразрушающий контроль стыков и сварных соединений, визуальный осмотр трубопровода, провести внеплановые диагностические обследования. Затем, на основании результатов обследований, разрабатываются управленческие решения.

IV. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С ГРУНТОМ ПРИ СДВИГЕ ГРУНТА НА ОПОЛЗНЕОПАСНОМ УЧАСТКЕ

Система автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов должна обеспечивать решение трех задач.

1. Контроль грунтовой среды в месте возможного возникновения опасных геологических процессов, таких как просадки, пучения, сдвиги грунта на оползневых участках, обводнения и другие, вдоль трассы линейной части нефтепровода [18].

2. Контроль деформации трубопровода.

3. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода на оползнеопасных участках.

4.1 Общие положения

4.1.1 Допущения, принятые при оценке НДС трубопровода на участках сложных геологических условий:

а) максимальные напряжения стенки трубы не должны превосходить предела текучести материала нефтепровода;

б) в состав нагрузок включаются эксплуатационные давления продукта, давление от перепада температуры, а также напряжения, определяемые внешними силами за счет смещения грунта;

в) нефтепровод разбивается на элементарные участки, каждый из которых может рассматриваться как прямолинейный. На конечный результат данные допущения влияния не имеют, т.к. выбранные участки ма-

					<i>Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кудачинова К.В.</i>			МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С ГРУНТОМ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					57	117
<i>Консульт.</i>		<i>Бурков В.П.</i>				ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

лы по сравнению с протяженностью нефтепровода;

г) магистральные нефтепроводы относятся к тонкостенным сосудам (толщина стенки намного меньше диаметра). В тех случаях, когда требуется учитывать влияние радиальных напряжений на прочность нефтепровода, максимальное значение радиального напряжения принимается равным рабочему давлению нефтепровода;

д) при построении математических моделей и расчетных программ все физические величины задаются в международной системе единиц СИ [31]. При этом в соответствующих формулах единицы измерений не указываются. Единицы измерений в тексте указываются в двух случаях: когда требуется акцентировать внимание на единицу измерения физической величины, и когда величина задана в другой системе единиц.

Нагрузки и воздействия на трубопровод. Заглубленный в грунт трубопровод подвергнут следующим нагрузкам и воздействиям:

- собственный вес трубопровода пустого (трубы, изоляции), Н/м;
- вес транспортируемого продукта, Н/м;
- вес грунта засыпки, Н/м;
- реакция грунта, Н/м;
- гидростатическое внутреннее давление в трубе, Па;
- температурное воздействие, °С;
- упругий изгиб.

Собственный вес $q_{св}$ заполненного продуктом трубопровода определяется по известным формулам [21].

Реакция грунта $q_{гр}$, Н/м, определяется по данным работ [1, 2].

					МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С ГРУНТОМ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		58

Физико-механические характеристики грунтов определяются по данным изысканий и испытаний образцов, отобранных при наземных полевых обследованиях, параметры оползня – при выполнении полевых обследований.

Эксплуатационное давление обуславливает в стенке трубы напряжения, определяемые по формулам [21].

Температурный перепад вызывает термонапряжения в стенке трубы [21].

При оценке влияния температурных воздействий следует учитывать знак σ_t . Напряжениям растяжения соответствует положительный знак, напряжениям сжатия – отрицательный.

Упругий изгиб нефтепровода (изменение геометрии) в результате воздействия внешних сил, в том числе реакции грунта, вызывает напряжения, которые направлены вдоль оси сооружения и имеют разные величины на стенках нефтепровода [21].

Продольные силы $N(z)$, N , определяются по формуле

$$N(z) = N_0(z) + \Delta N(z), \quad (22)$$

Здесь $N_0(z)$ – начальное распределение осевой силы, N , равное:

$$N_0(z) = (\mu \sigma_{кц} - \alpha \Delta t E) F(z), \quad (23)$$

$\Delta N(z)$ – приращение осевой силы, N , которое связано с продольной деформацией:

$$\Delta N = E \Delta \epsilon_z F(z), \quad (24)$$

где η – коэффициент Пуассона, безразмерная величина; $\sigma_{кц}$ – кольцевое напряжение, Па; α – температурный коэффициент линейного расширения стали, град-1; Δt – перепад между температурой стенки

трубы при эксплуатации и температурой в момент укладки трубопровода в траншею, град; E – модуль упругости, Па; $F(z)$ – площадь металла в поперечном сечении z , м²:

$$F(z) = \pi \delta_T (D - \delta_T) \quad (25)$$

δ_T – толщина стенки трубы, м; D – наружный диаметр трубы, м; $\Delta \epsilon_z$ – осевая деформация, безразмерная величина. Значения $\Delta \epsilon_z$ связаны с поперечными и продольными перемещениями участка трубопровода в каждом сечении z , определяемыми при расчете.

Формула (23) примет вид

$$N(z) = (\mu \sigma_{кц} - \alpha \Delta t E + E \Delta \epsilon_z) F(z) \quad (26)$$

4.2 Математические модели

В условиях эксплуатации устойчивость склонов в зоне прохождения магистральных трубопроводов определяется по результатам оценки коэффициента устойчивости склона.

Если коэффициент устойчивости склона $K_{уст} \geq 1$, склон не является опасным и вероятность схода оползня практически равна нулю. В этом случае проведение расчета о воздействии оползня на нефтепровод не требуется. В противном случае, при $K_{уст} \leq 1$, вероятность схода оползня высока. Поэтому необходимо определение воздействия оползня на трубопровод с оценкой НДС трубопровода и критичности вызванных оползнем перемещений.

На участках с оползнями трубопровод может располагаться параллельно, перпендикулярно или под углом к склону. В зависимости от этого сдвиг грунта может вызвать реакции (силы, действующие на трубопровод), направленные в продольном и поперечном направлениях по отношению к трубопроводу.

					МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С ГРУНТОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

Математические модели учитывают характеристики нефтепровода, физико-механические параметры металла и свойства транспортируемого продукта. Реакция грунта в математических моделях учитывается при продольных, горизонтальных и вертикальных смещениях трубы. Полученные модели ориентированы на применение в системе автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов.

4.2.1 Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при продольном сдвиге грунта

Расчетная схема трубопровода, попавшего в область продольного оползня грунта, представлена на рисунке 4.1 [30].

Выведем дифференциальное уравнение продольной деформации трубы [30].

На элемент трубы dz (рисунок 3.2) действует сила:

$$dQ = dzq_z \quad (27)$$

где q_z – распределенная продольная сила, действующая со стороны грунта.

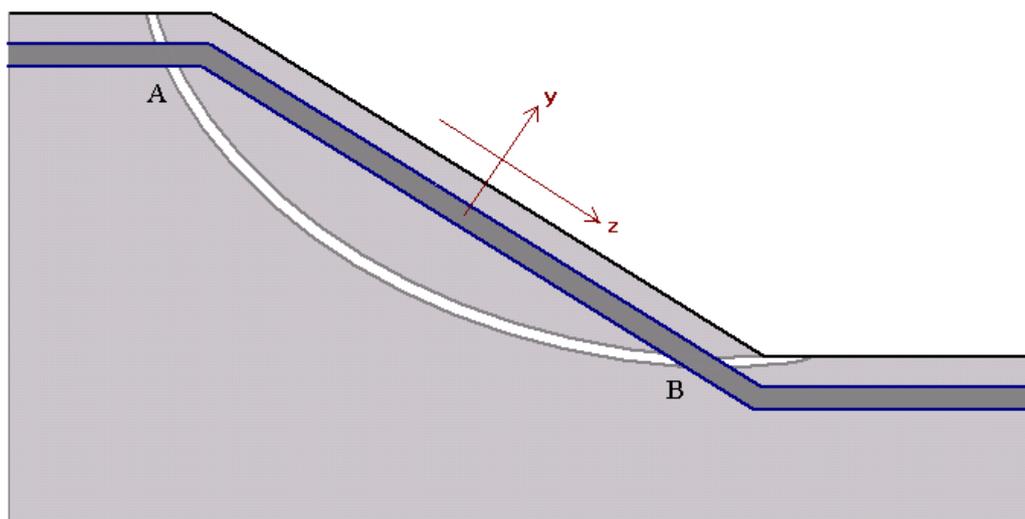


Рисунок 4.1 – Расчетная схема трубопровода при продольном сдвиге грунта

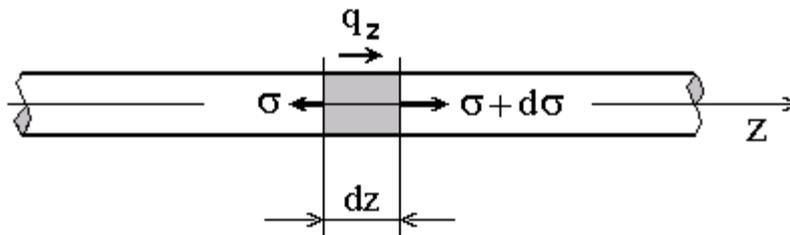


Рисунок 4.2 – Расчетная схема элемента трубы

На участок трубы dz действуют также силы от элементов, расположенных слева и справа от него:

$$dN = \pi D \delta_T d\sigma \quad (28)$$

Учитывая условие равновесия отрезка трубы dz :

$$dQ + dN = 0 \quad (29)$$

и выполнив подстановку значений в (29), получим дифференциальное уравнение деформации трубы при продольном сдвиге

$$dzq_z + \pi D \delta_T d\sigma = 0$$

$$\frac{d\sigma}{dz} = -\frac{q_z}{\pi D \delta_T}; \quad \sigma = E\varepsilon = E \frac{d\omega}{dz};$$

$$\frac{d^2\omega}{dz^2} = -\frac{q_z}{\pi D E \delta_T}. \quad (30)$$

Для решения полученного дифференциального уравнения (30) зададим *начальные и граничные условия* следующим образом:

- начальное условие: $\omega(z) = 0$;
- граничные условия: $\omega_{z \rightarrow \pm\infty} = 0$ (вдали от участка сдвига АВ).

Так как распределенная продольная сила $qz(z)$ изменяется по длине трубы, для решения уравнения предпочтительнее использовать метод конечных разностей, который заключается в том, что в решаемом

дифференциальном уравнении все производные заменяются на их конечно-разностную аппроксимацию:

$$\frac{d^2\omega}{dz^2} = -\frac{dz}{\pi DE \delta_T};$$

$$\frac{\omega_{i-1} - 2\omega_i + \omega_{i+1}}{h} = -\frac{q_i}{\pi DE \delta_T}.$$

Решая относительно ω_i , получим

$$\omega_i = 0,5 \left(\omega_{i-1} + \omega_{i+1} + \frac{q_i h^2}{\pi DE \delta_T} \right). \quad (31)$$

При вычислении ω_{i+1} или ω_{i-1} следует повысить или понизить номера узлов на 1. Решение системы уравнений строится методом итераций.

Максимальное (предельное) значение силы сцепления между трубой и грунтом составляет $q_{пр}$.

Разобьем участок нефтепровода на конечные элементы длиной h . В качестве расчетного участка нефтепровода рассматривается участок L , общая длина которого намного больше AB (рисунок 4.1).

4.2.2 Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при поперечном сдвиге грунта

Схема состояния трубопровода в зоне поперечного сдвига показана на рисунке 4.3. Расчетная схема к определению деформации трубопровода приведена на рисунке 4.4.

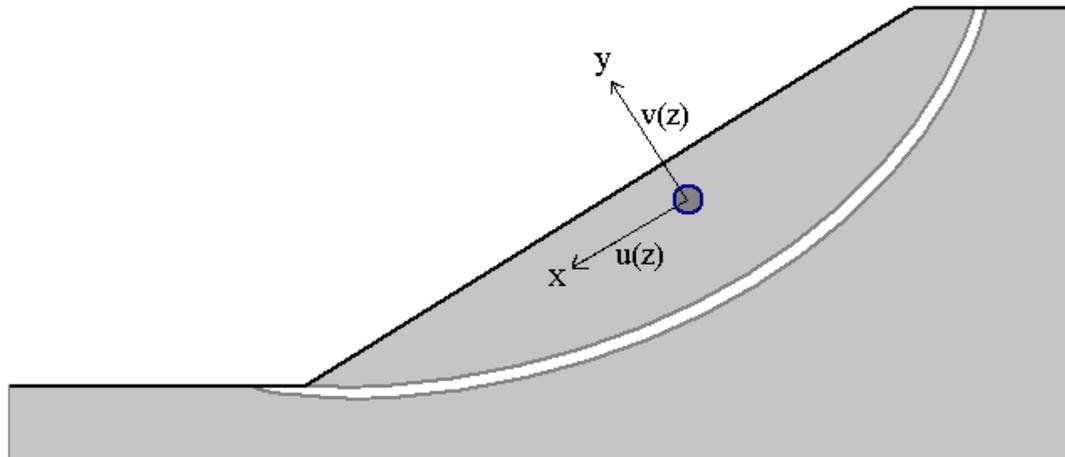


Рисунок 4.3 – Схема состояния нефтепровода в зоне поперечного сдвига грунта

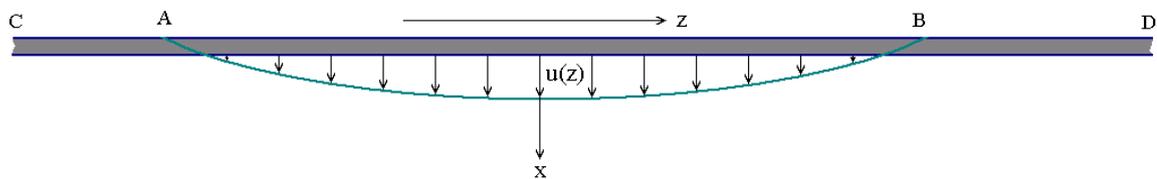
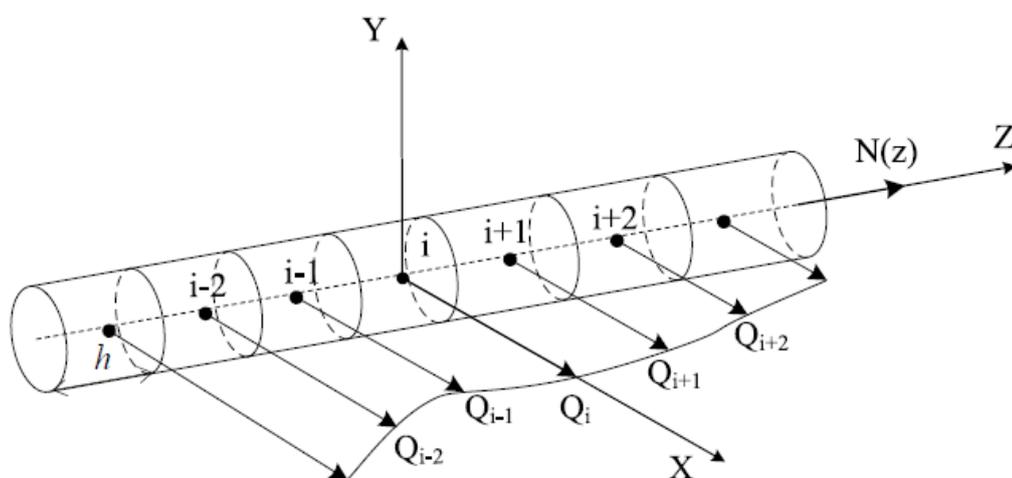


Рисунок 4.4 – Расчетная схема к определению деформации нефтепровода в зоне поперечного сдвига грунта (оползня)

Рассмотрим продольно-поперечный изгиб нефтепровода в горизонтальной плоскости (рисунок 4.5).



h – длина конечного элемента; i – номер узла;

$N(z)$ – продольная сила; Q_i – перерезывающая сила

Рисунок 4.5 – Участок нефтепровода с действующими силами

Дифференциальные уравнения продольно-поперечного изгиба в плоскости (x,z) [14]

$$EJ_y \frac{d^4u}{dz^4} - N(z) \frac{d^2u}{dz^2} = q_x(z), \quad (32)$$

где u – поперечная деформация оси трубы; $q_x(z)$ – поперечная горизонтальная распределенная сила, действующая на трубу со стороны грунта; $J_y(z)$ – момент инерции трубы, м⁴:

$$J_y = \frac{\pi[D^4 - (D - 2\delta_T)^4]}{64} = J_x. \quad (33)$$

Поперечные нагрузки $q_x(z)$ определяются реакцией грунта.

Уравнение (32) решаем численным методом путем замены производных на конечно-разностные аппроксимации:

$$dz \approx \Delta z; \quad du \approx \Delta u; \quad \frac{du}{dz} \approx \frac{\Delta u}{\Delta z} \text{ и т.д.} \quad (34)$$

Разделяя расчетный участок на элементы длиной $h = \Delta z$ (рисунок 3.5), представим конечно-разностные аппроксимации следующим образом [13]:

$$\begin{aligned} \frac{du}{dz} &\approx \frac{u_{i+1} - u_{i-1}}{2h}; \\ \frac{d^2u}{dz^2} &\approx \frac{u_{i+1} - 2u_i + u_{i-1}}{h^2}; \\ \frac{d^3u}{dz^3} &\approx \frac{u_{i+2} - 2u_{i+1} + 2u_{i-1} - u_{i-2}}{2h^3}; \\ \frac{d^4u}{dz^4} &\approx \frac{u_{i+2} - 4u_{i+1} + 6u_i - 4u_{i-1} + u_{i-2}}{h^4}. \end{aligned} \quad (35)$$

Далее путем преобразований из группы уравнений (35) найдем:

$$u_i = A_i(u_{i-1} + u_{i+1}) + B_i(u_{i-2} + u_{i+2}) + C_i. \quad (36)$$

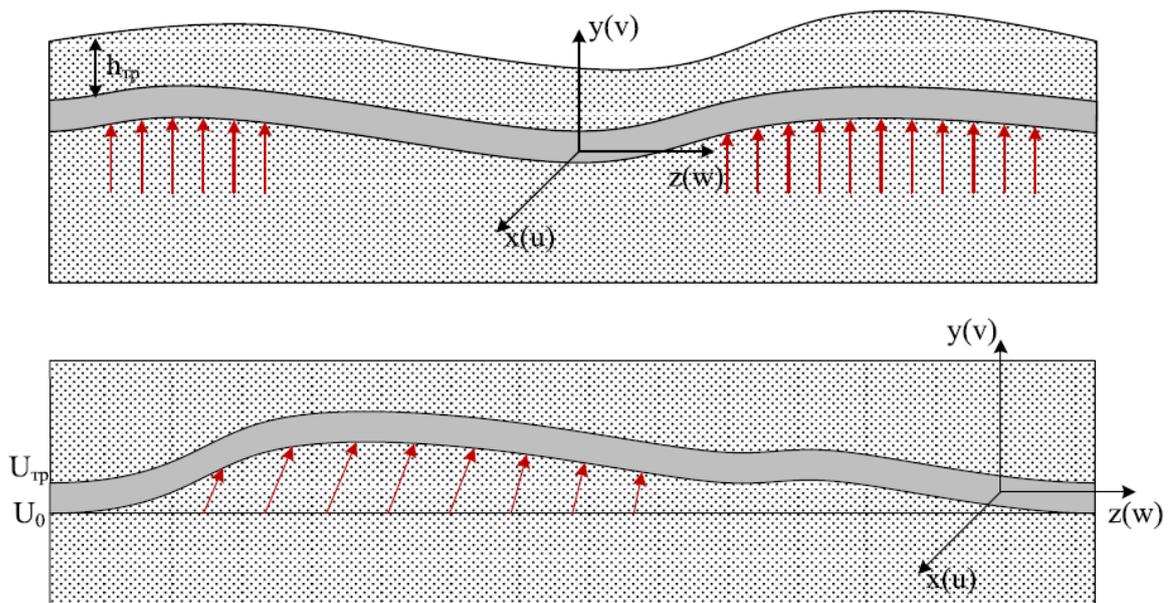
В уравнении (36) введены обобщенные коэффициенты

$$A_i = \frac{4EJ_y + N_i h^2}{6EJ_y + 2N_i h^2}; B_i = \frac{-EJ_y}{6EJ_y + 2N_i h^2}; C_i = \frac{q_i h^4}{6EJ_y + 2N_i h^2}. \quad (37)$$

4.2.3 Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при косом сдвиге грунта

Рассмотрим основные закономерности взаимодействия трубопровода с грунтом на оползнеопасных участках ($K_{уст} < 1$) при косом сдвиге грунта. В таких условиях трубопровод подвергается деформации сразу в трех плоскостях (рисунок 4.6) [29].

При определении напряженно-деформированного состояния эксплуатирующегося на оползнеопасных участках трубопровода должны учитываться: 1) разнородность грунтового массива вдоль участка трубопровода и возможное изменение грунтовых условий, 2) возможность изменения и перераспределения нагрузки на трубопровод в зависимости от деформации самого трубопровода и грунта и 3) фактическое планово-высотное положение (ПВП) трубопровода.



$h_{тр}$ – высота обсыпки; U_0 и $U_{тр}$ – начальное и текущее положения трубопровода

Рисунок 4.6 – Положение трубопровода в зоне грунтовых изменений: профиль (сверху) и план (снизу)

Процесс деформации трубопровода при косом сдвиге грунта описывается системой дифференциальных уравнений, решаемой с применением конечно-разностных аппроксимаций

$$\begin{cases} EJ_y \frac{d^4 u}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 u}{dz^2} = q_x(z) \\ EJ_x \frac{d^4 v}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 v}{dz^2} = q_y(z) \\ \frac{d^2 \omega}{dz^2} = -\frac{dz}{\pi DE \delta_r} \end{cases} \quad (38)$$

Здесь u , v , и w – горизонтальное, вертикальное и продольное смещения оси трубы, м; $q_x(z)$, $q_y(z)$, q_z – нагрузки на трубу в горизонтальном, вертикальном и продольном направлениях, Н/м; E – модуль упругости стали, Па; $J_x(z)$ и $J_y(z)$ – моменты инерции поперечного сечения трубы относительно осей x и y соответственно ($J_x=J_y$), м⁴; $N(z)$ – осевая сила, Н.

Первая зависимость (38) характеризует продольно-поперечный изгиб трубы как упругой балки в горизонтальной плоскости, вторая – продольно- поперечный изгиб трубы в вертикальной плоскости, а третья описывает продольную деформацию трубы.

4.3 Алгоритм решения задачи

Рассмотрим участок с оползнем и обозначим его АВ. В качестве расчетного участка принимается участок CD, увеличенный в каждую сторону на 50-100 м. Таким образом, учитывается влияние деформации грунта за пределами оползня (рисунок 4.7).

4.3.1 Последовательность решения задачи

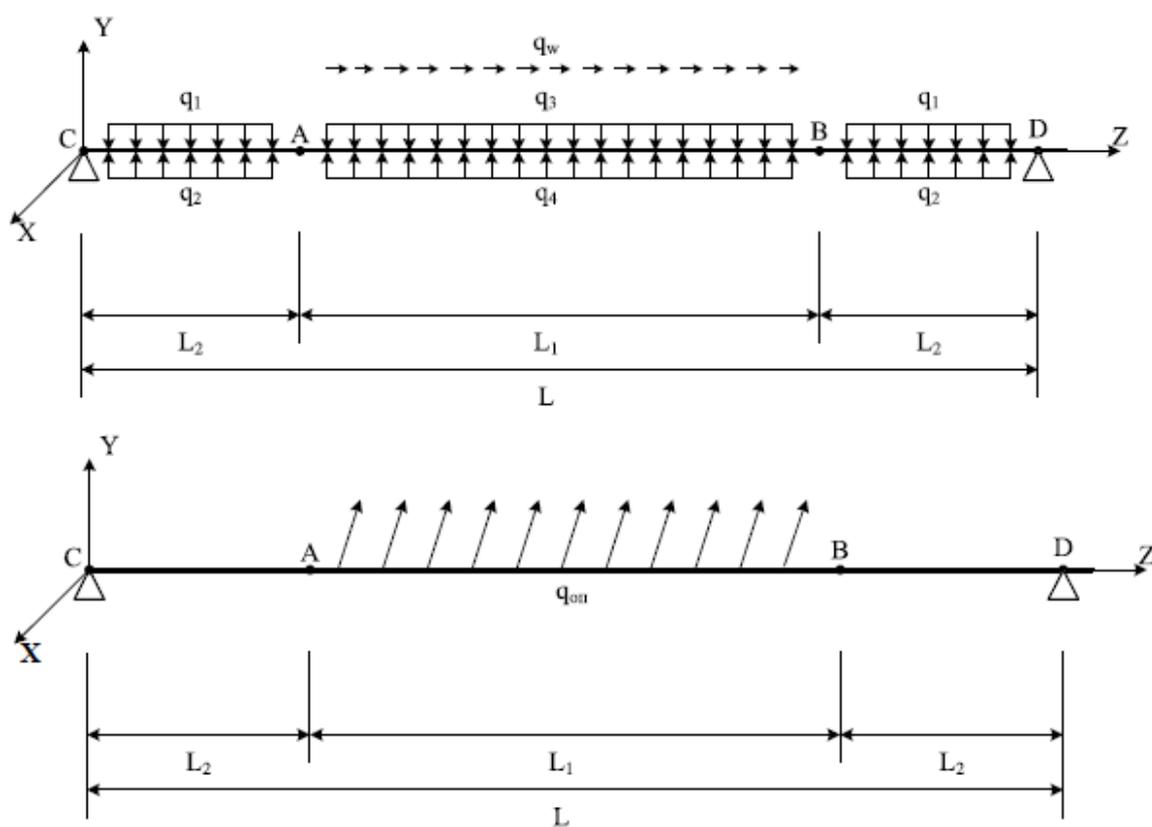
Рассматриваемая задача решается методом итераций, последовательность ее решения заключается в следующем.

					МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ТРУБОПРОВОДА С ГРУНТОМ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		67

1. Расчетный участок разбивается на элементы с шагом h (рисунок 4.5).

2. Система (38) решается с применением конечно-разностных аппроксимаций, в результате определяются смещения i -х узлов:

$$\begin{cases} u_i^{j+1} = A_{ui}^j(u_{i-1}^j + u_{i+1}^j) + B_{ui}^j(u_{i-2}^j + u_{i+2}^j) + C_{ui}^j; \\ v_i^{j+1} = A_{vi}^j(v_{i-1}^j + v_{i+1}^j) + B_{vi}^j(v_{i-2}^j + v_{i+2}^j) + C_{vi}^j; \\ \omega_i^{j+1} = 0,5(\omega_{i-1}^j + \omega_{i+1}^j + C_{\omega i}^j). \end{cases} \quad (39)$$



CD – расчетный участок; AB – участок с оползнем; CA и BD – участки вне зоны оползня; q_w – сила сцепления между трубопроводом и грунтом; q_1, q_3 – силы, действующие на нефтепровод; q_2, q_4 – силы реакции грунта; $q_{оп}$ – сила, появляющаяся в результате сдвига грунта при оползне

Рисунок 4.7 – Расчетная схема участка нефтепровода в зоне оползня: профиль (сверху) и план (снизу)

Обобщенные коэффициенты вычисляются по формулам:

$$\begin{aligned}
A_{ui}^j &= \frac{4EJ_y + N_i^j h^2}{6EJ_y + 2N_i^j h^2}; & B_{ui}^j &= \frac{-EJ_y}{6EJ_y + 2N_i^j h^2}; & C_{ui}^j &= \frac{q_{xi}^j h^4}{6EJ_y + 2N_i^j h^2}; \\
A_{vi}^j &= \frac{4EJ_x + N_i^j h^2}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; & B_{vi}^j &= \frac{-EJ_x}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; & C_{vi}^j &= \frac{q_{yi}^j h^4}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; \\
C_{\omega i}^j &= \frac{q_{\omega i}^j h^2}{\pi D E \delta_r},
\end{aligned} \tag{40}$$

где $i = 1, 2, 3, \dots, n$ – номера узлов расчетного участка; $j = -1, 0, 2, 3, \dots, p$ – номер итерации; h – длина конечного элемента в конечно-элементной сетке; l – длина участка трубопровода между узлами; N_i^j – суммарная продольная сила в i -м узле на j -й итерации:

$$N_i^j = (\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha \Delta t E + \Delta \varepsilon_{zi}^j E) F; \tag{41}$$

$\Delta \varepsilon_{zi}^j$ – относительное удлинение элемента в i -м узле при j -й итерации, вычисляемое по формуле:

$$\Delta \varepsilon_{zi}^j = \frac{\sqrt{(u_{i+1}^j - u_{i-1}^j)^2 + (v_{i+1}^j - v_{i-1}^j)^2 + (2h + \omega_{i+1}^j - \omega_{i-1}^j)^2}}{2h} - 1; \tag{42}$$

q_{xi}^j , q_{yi}^j , $q_{\omega i}^j$ – соответственно суммарные горизонтальная, вертикальная и продольная нагрузки в i -м узле при j -й итерации, определяемые с учетом веса грунта, собственного веса трубы и реакции грунта, учитывающей коэффициенты постели, и принимаемые равными:

на участках AC и BD :

$$q_{xi}^j = 0; \quad q_{yi}^j = 0; \quad q_{\omega i}^j = (\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha \Delta t E) F; \tag{43}$$

на участке AB :

$$q_{xi}^j = -c_x \Delta U_i^j D; \quad q_{yi}^j = -c_y \Delta V_i^j D; \quad q_{\omega i}^j = (\mu \sigma_{\text{кц}} - \alpha \Delta t E) F + c_{\omega} \Delta W_i^j D, \tag{44}$$

здесь c_x, c_y, c_ω – коэффициенты постели грунта при горизонтальном, вертикальном и продольном воздействии; $\Delta U_i^j, \Delta V_i^j, \Delta W_i^j$ – смещения, полученные на j -й итерации в i -м узле.

3. На каждой последующей итерации смещения, входящие в формулы (44), будут вычисляться следующим образом:

$$\Delta U_i^{j+1} = \Delta U_i^j - u_i^j; \quad \Delta V_i^{j+1} = \Delta V_i^j - v_i^j; \quad \Delta W_i^{j+1} = \Delta W_i^j - \omega_i^j \quad (45)$$

где u_i^j, v_i^j, ω_i^j – перемещение, вычисляемое на j -й итерации в i -м узле.

4. Вычисляется сумма абсолютных значений всех перемещений на каждой итерации:

$$SS^j = \sum_{i=1}^n (|u_i^j| + |v_i^j| + |\omega_i^j|). \quad (46)$$

5. Сравнивается полученное значение SS^j со значением SS^{j-1} , пока не станет $|SS^j - SS^{j-1}| \leq \varepsilon$, где ε – заданная точность вычислений.

6. Повторяя последовательные приближения в зависимости от требуемой точности решения от 100 и более раз, получаем такое состояние конечно-элементной модели, когда смещения всех узлов перестают меняться. Это означает, что получено искомое решение системы.

Блок-схема, описывающая алгоритм решения задачи, представлена на рисунке 4.8.

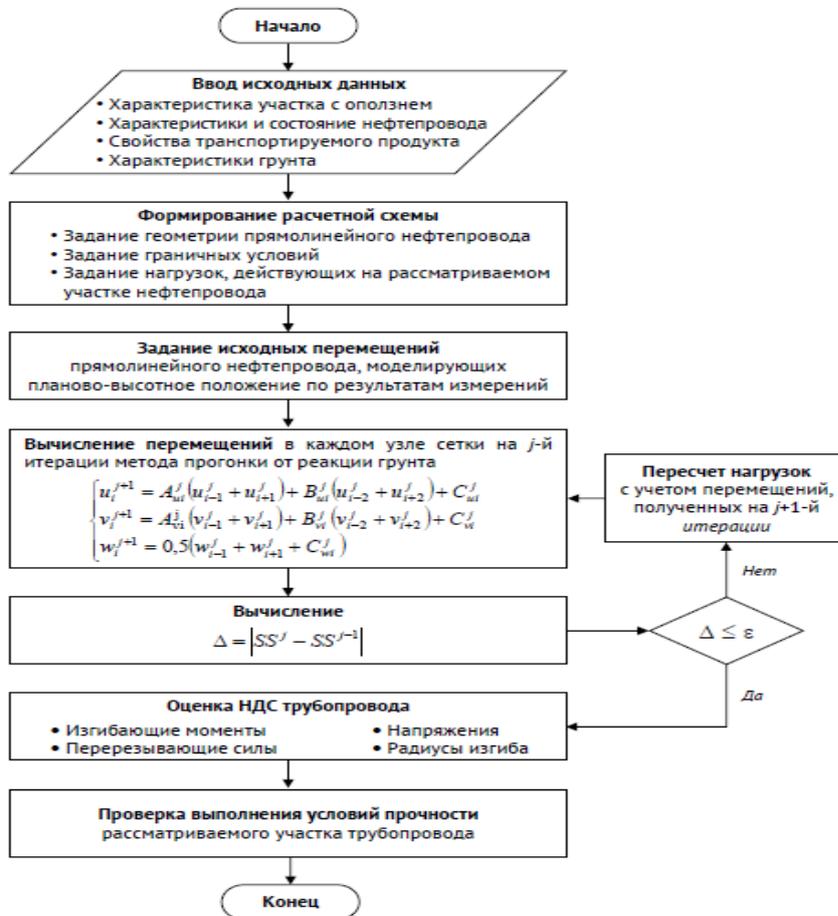


Рисунок 4.8 – Блок-схема алгоритма расчета НДС нефтепровода на участке оползня

4.3.2 Вычисление основных параметров напряженно-деформированного состояния участка нефтепровода

По найденным результирующим смещениям u_i, v_i, ω_i вычисляются следующие величины для каждого i -го узла:

Изгибающие моменты, Н·м:

$$M_x(z) = EJ_x \frac{d^2 v(z)}{dz^2}; \quad M_y(z) = EJ_y \frac{d^2 u(z)}{dz^2}; \quad (47)$$

Перерезывающие силы, Н:

$$Q_x(z) = \frac{d}{dz} \left(EJ_y \frac{d^2 u(z)}{dz^2} \right); \quad Q_y(z) = \frac{d}{dz} \left(EJ_x \frac{d^2 v(z)}{dz^2} \right). \quad (48)$$

Напряжения, Па:

$$\sigma_{изг}(x, z) = \pm \frac{M_y(z)}{J_y(z)} x; \quad \sigma_{изг}(y, z) = \pm \frac{M_x(z)}{J_x(z)} y;$$

$$\sigma_{изг} = \sqrt{\sigma_{изг(x)}^2 + \sigma_{изг(y)}^2}; \quad \sigma_z = \frac{N(z)}{F(z)} + \sigma_{изг}; \quad \sigma_{кц} = \frac{P(D-2\delta_T)}{2\delta_T}; \quad (49)$$

$$\tau_{xz}(z) = \frac{Q_x(z)}{F(z)}; \quad \tau_{yz}(z) = \frac{Q_y(z)}{F(z)}.$$

Радиусы изгиба, м:

$$\rho_x = \frac{ED}{\sigma_{изг(x,z)}}; \quad \rho_y = \frac{ED}{\sigma_{изг(y,z)}}. \quad (50)$$

При сложном изгибе напряжения и радиусы вычисляются по

$$\frac{1}{\rho} = \sqrt{\left(\frac{1}{\rho_x}\right)^2 + \left(\frac{1}{\rho_y}\right)^2}, \quad 1/м; \quad (51)$$

$$\sigma_{изг} = \pm \frac{ED}{2\rho} = \sqrt{\sigma_{изг(x)}^2 + \sigma_{изг(y)}^2}, \quad Па. \quad (51)$$

Вычисление основных параметров НДС нефтепровода выполняется в следующей последовательности: определяется *кольцевое напряжение* от действия рабочего давления $\sigma_{кц} = \frac{P(D-2\delta_T)}{2\delta_T}$, далее – напряжения в рассматриваемом сечении, в том числе *напряжение изгиба* $\sigma_{изг} = \sqrt{\sigma_{изг(x)}^2 + \sigma_{изг(y)}^2}$ и продольные напряжения $\sigma_{z(max)} = \frac{N(z)}{F(z)} + \sigma_{изг}$ (максимальное) и $\sigma_{z(min)} = \frac{N(z)}{F(z)} - \sigma_{изг}$ (минимальное).

Затем определяются эквивалентные значения напряжений (интенсивности) в опасном сечении: $\sigma_{экрв(max)} = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц}\sigma_{z(max)} + \sigma_{z(max)}^2}$; $\sigma_{экрв(min)} = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц}\sigma_{z(min)} + \sigma_{z(min)}^2}$;
 $\sigma_{экрв} = \max(\sigma_{экрв(min)}; \sigma_{экрв(max)})$.

V. ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ПРОДОЛЬНОМ, ПОПЕРЕЧНОМ И КОСОМ СДВИГАХ ГРУНТА

Исходные данные, использованные для определения НДС нефтепровода при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на расчетном участке приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные для определения НДС нефтепровода на расчетном участке

Наименование показателя		Единица измерения	Значение
<i>Характеристика участка с оползнем</i>			
Длина расчетного участка		м	200
Длина участка оползня		м	40
Сдвиг грунта		м	5
<i>Характеристика нефтепровода и перекачиваемого продукта</i>			
Параметры нефтепровода	Диаметр	м	1,020
	Толщина стенки	мм	14,1
	Толщина изоляции	мм	3
Удельные веса	Сталь	Н/м ³	77000
	Нефть	Н/м ³	8700
	Изоляция	Н/м ³	11000

					Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кудачинова К.В.			ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ СДВИГА ГРУНТА	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					73	117
Консульт.		Бурков В.П.				ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

Характерные параметры металла нефтепровода	Модуль упругости	МПа	$206 \cdot 10^3$
	Коэффициент Пуассона	безразм.	0,3
	Температурный коэффициент линейного расширения	1/градус	$1,2 \cdot 10^{-5}$
	Предел текучести	МПа	460
	Предел временного сопротивления	МПа	590
Показатели нефтепровода	Температурный перепад	°С	12,68
	Рабочее давление	МПа	8,1
<i>Характеристики грунта</i>			
Тип грунта			Песчани- ки
Удельный вес грунта		Н/м ³	19000
Характерные параметры грунта	Предельная нагрузка	кПа	200
	Модуль упругости	МПа	50
	Коэффициент Пуассона	безразм.	0,2
	Удельное сцепление	кПа	4
	Угол внутреннего трения	градус	43
	Коэффициент пористости	безразм.	0,48
	Консистенция	безразм.	0,5
Коэффициенты постели при смещении	вверх	МПа/м	1,21
	вниз	МПа/м	3,0
	поперечном	МПа/м	1,21
	продольном	МПа/м	3,0
Предельные реакции грунта при смещении	вверх	кН/м	22,88
	вниз	кН/м	191,7
	поперечном	кН/м	25,02
	продольном	кН/м	6,02

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

ОЦЕНКА ПРОЧНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ
СДВИГА ГРУНТА

Лист

74

5.1 Результаты расчета НДС нефтепровода при продольном сдвиге грунта

В результате расчета НДС нефтепровода при продольном сдвиге грунта на расчетном участке получены значения смещений и напряжений, приведенные в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Результаты оценки прочности нефтепровода на расчетном участке с использованием программного комплекса «ANSYS»

Наименование показателя НДС	Единица измерения	Отметка на участке, км	Значение
<i>Смещения</i>			
Максимальная продольная деформация	безразм.	448,323	$1,086 \cdot 10^{-3}$
<i>Напряжения</i>			
Кольцевое напряжение	МПа	На всем участке	221,02
Продольные напряжения:			
минимальное	МПа	448,323	-5,47
максимальное	МПа	448,245	4,60
Эквивалентное напряжение, максимальное	МПа	448,323	223,81
Максимальные степени нагруженности:		На всем участке	
По расчетному сопротивлению	%	На всем участке	61,30
По пределу текучести	%	На всем участке	48,65

По результатам расчета напряжения находятся в допустимых пределах.

5.2 Результаты расчета НДС нефтепровода при поперечном и косом сдвигах грунта

Результаты расчета показателей, характеризующих НДС нефтепровода при поперечном и косом сдвигах грунта, представлены в таблице 5.3 по группам: смещения, силы и моменты, напряжения.

Таблица 5.3 – Результаты расчета НДС нефтепровода при поперечном и косом сдвигах грунта на расчетном участке

Наименование показателя НДС	Единица измерения	Сдвиг грунта			
		Поперечный		Косой	
		Отметка на участке, км	Значение	Отметка на участке, км	Значение
Смещения					
Максимальные смещения по осям:					
X	м	448,285	3,456E+00	448,285	1,022E+00
Y	м	448,293	3,546E-15	448,291	1,124E-15
Z	м	448,343	3,343E-02	448,239	1,043E-02
Минимальный радиус изгиба	м	448,285	3,039E+02	448,329	5,679E+02
Максимальная кривизна	1/м	448,285	3,291E-03	448,329	1,761E-03
Максимальная продольная деформация	безразм.	448,285	2,068E-03	448,329	1,677E-03

Силы и моменты					
Максимальный момент изгиба	Н/м	448,285	4,382E+06	448,329	2,345E+06
Максимальная поперечная сила	Н	448,317	1,842E+05	448,315	1,519E+03
Напряжения					
Кольцевое напряжение	МПа	На всем участке	221,02	На всем участке	221,02
Осевые напряжения:					
начальное		На всем участке		На всем участке	
минимальное	МПа		-0,44		-0,44
максимальное	МПа	448,465	106,10	448,465	1,40
	МПа	448,261	132,73	448,245	27,29
Продольные напряжения:					
минимальное	МПа	448,285	-232,32	448,329	-177,08
максимальное	МПа	448,285	491,00	448,239	217,30
Напряжение изгиба, максимальное	МПа	448,285	361,66	448,329	193,52
Эквивалентное напряжение	МПа	448,285	425,92	448,329	345,47
Максимальные степени нагруженности:					
по расчетному сопротивлению	%	На всем участке	134,49	На всем участке	94,63
по пределу текучести	%	На всем участке	106,74	На всем участке	75,10

Из проделанных расчетов видно, что расчетные напряжения при поперечном сдвиге грунта превышают допустимые значения, при косом сдвиге находятся в допустимых пределах.

5.3 Анализ результатов расчета по определению НДС нефтепроводов при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасных участках

Сопоставление результатов расчетов НДС при воздействии на нефтепровод оползней приведено в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты оценки точности

Характер сдвига грунта	Длина оползневого участка, м	Сдвиг грунта, м	Максимальная степень нагруженности, %		Прочность
			по расчетному сопротивлению	по пределу текучести	
Продольный	200	5	61,30	48,65	+
Поперечный	200	5	134,49	106,74	-
Косой	200	5	94,63	75,10	+

Знак «+» означает, что сопротивление металла трубы находится в допустимых пределах, знак «-» показывает, что сопротивление металла трубы превышает допустимые пределы.

Анализ данных таблицы 5.4 позволяет сделать вывод, что для одинаковых размеров оползня наибольшее воздействие на нефтепровод оказывает поперечный сдвиг грунта.

VI. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

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

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Внедрение системы автоматизированного мониторинга участков трубопровода с развитием оползневых процессов позволило снизить материальные затраты на проведение периодического мониторинга и исследование оползнеопасных процессов и обеспечить непрерывное и своевременное получение информации о состоянии оползнеопасных склонов. В случае возникновения аварийной ситуации система позволяет спрогнозировать последствия, выработать управленческие решения, вследствие чего сократить время на реагирование и снизить ущерб от возможных аварийных ситуаций.

Для того чтобы выполнить анализ потребителей результатов исследования, необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга).

Поскольку категорией потребителей являются коммерческие организации, то критериями сегментирования являются месторасположение

					Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Кудачинова К.В.			ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					79	117
Консульт.		Трубникова Н.В.				ТПУ гр. 2Б5А		
Рук-ль ООП		Брусник О.В.						

предполагаемого объекта где будет использоваться система автоматизированного мониторинга магистрального трубопровода и вид системы автоматизированного мониторинга. На основании выбранных критериев строится карта сегментирования рынка (рис. 6.1.1).

		Вид системы автоматизированного мониторинга магистральных трубопроводов	
		Непрерывный	Периодический
Месторасположение	Регионы с повышенным развитием оползневых процессов		
	Регионы с нормальными геологическими условиями		

Рисунок 6.1.1 – Карта сегментирования рынка очистных устройств:

- наличие спроса, - отсутствие спроса.

Из карты сегментирования рынка видно, что спрос на установку системы автоматизированного мониторинга магистральных трубопроводов в регионах с повышенным развитием оползневых процессов наиболее актуально как непрерывного так и периодического вида, что можно объяснить необходимостью более тщательного контроля за состоянием трубопровода в зонах влияния которых происходит заметная активизация процессов, связанных с изменением свойств грунтов, деградацией и других процессов обуславливающих дополнительные нагрузки на трубопровод.

6.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку

сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Для сравнения были взяты следующие виды системы автоматизированного мониторинга магистральных трубопроводов:

1. **Непрерывный мониторинг** с получением данных от автоматизированных постов наблюдения (датчиков) о параметрах грунта и положении трубопровода.
2. **Периодический мониторинг** с получением информации по результатам аэровизуального обследования, геологического обследования, дистанционного зондирования с применением космосъемки, аэрофотосъемки и лазерного сканирования

Произведем детальный анализ конкурирующих разработок с помощью оценочной карты (табл. 6.1.2).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot \text{Б}_i \quad (6.1.2)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки;

B_i - вес показателя (в долях единиц);

Б_i - балл i -го показателя.

Таблица 6.1.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		B_1	B_2	K_1	K_2
1	2	3	4	6	7
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Эффективность контроля за состоянием трубопровода	0,15	5	3	0,75	0,45
2. Удобство в эксплуатации	0,05	5	4	0,25	0,20

3. Энергоэкономичность	0,05	4	3	0,20	0,15
4. Потребность в ресурсах памяти	0,10	4	3	0,40	0,30
5. Сложность внедрения	0,09	4	3	0,36	0,27
6. Надежность	0,12	4	3	0,48	0,36
7. Безопасность	0,12	5	3	0,60	0,36
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,08	5	3	0,10	0,06
2. Стоимость внедрения	0,05	5	3	0,25	0,15
3. Послепродажное обслуживание	0,02	5	4	0,1	0,08
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,08	4	3	0,32	0,24
5. Финансирование научной разработки	0,05	4	3	0,20	0,15
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	3	0,20	0,15
7. Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	0,25	0,25
Итого	1	62	52	4,46	3,22

По данным результатов анализа можно сделать вывод, что непрерывная система мониторинг магистральных трубопроводов обладает конкурентными преимуществами по сравнению с периодической системой мониторинга.

6.1.3. Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

С целью упрощения процедуры проведения QuaD произведем оценку в табличной форме (табл. 6.1.3).

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		82

Таблица 6.1.3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,05	90	100	0,90	0,045
2. Помехоустойчивость	0,03	90	100	0,90	0,027
3. Надежность	0,12	95	100	0,95	0,114
4. Унифицированность	0,03	60	100	0,60	0,018
5. Уровень материалоемкости разработки	0,03	70	100	0,70	0,021
6. Уровень шума	0,02	60	100	0,60	0,018
7. Безопасность	0,12	95	100	0,95	0,114
8. Потребность в ресурсах памяти	0,10	90	100	0,90	0,090
9. Функциональная мощность	0,03	60	100	0,60	0,018
10. Простота эксплуатации	0,05	80	100	0,80	0,040
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	95	100	0,95	0,0475
12. Ремонтопригодность	0,10	90	100	0,90	0,090
Показатель оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность	0,08	95	100	0,95	0,076
14. Уровень проникновения на рынок	0,04	80	100	0,80	0,032
15. Перспективность рынка	0,08	90	100	0,90	0,072
16. Цена	0,05	90	100	0,90	0,045
17. Послепродажное обслуживание	0,02	85	100	0,85	0,017

18. Финансовая эффективность технического решения	0,05	85	100	0,85	0,0425
19. Срок выхода на рынок	0,05	80	100	0,80	0,040
20. Наличие сертификации разработки	0,05	90	100	0,90	0,045

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 89,4 \quad (6.1.3)$$

где P_{cp} - средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

B_i - вес показателя (в долях единицы);

B_i - средневзвешенное значение i -го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. В данном случае значение показателя равное 89,4 свидетельствует о том, что разработка является перспективной.

6.1.4. SWOT – анализ

SWOT (Strengths - сильные стороны, Weaknesses - слабые стороны, Opportunities - возможности и Threats - угрозы) – это комплексный анализ какого-либо предприятия или дела, в данном случае – научноисследовательской работы. SWOT-анализ применяется для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Данный анализ проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа приведены в таблице (6.1.4.1).

Таблица 6.1.4.1– Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны технологического решения: С1. Повышение уровня безопасной и надежной эксплуатации при внедрении технологии на производство; С2. Оптимизация эксплуатационных затрат; С3. Использование высокотехнологичного оборудования; С4. Наличие квалифицированного персонала.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения: Сл1. Отсутствие прототипа научной разработки; Сл2. Сложность вреднения технологической разработки; Сл3. Необходимость больших компьютерных ресурсов. Сл4. Недостаточная доступность комплектующих при ремонте</p>
<p>Возможности: В1. Наибольшая эффективность прогнозирования состояния трубопровода; В2. Сопряжение данных мониторинга непосредственно с программно-расчетными модулями в режиме реального времени; В3. Разработка методов аэровизуального наблюдения для диагностики трубопроводных систем. В4. Возможность использования разработки с сложных</p>		

природно-климатических условиях.		
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства; У2. Ограничение на импорт технологии; У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа была построена интерактивная матрица проекта (табл. 6.1.4.2).

Таблица 6.1.4.2– Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	-	+	+
	B2	+	0	+	0
	B3	+	+	+	0
	B4	+	+	-	-
Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	-	+	-
	B2	+	-	+	-
	B3	+	+	0	0

<p>В1. Наибольшая эффективность прогнозирования состояния трубопровода;</p> <p>В2. Сопряжение данных мониторинга непосредственно с программно-расчетными модулями в режиме реального времени;</p> <p>В3. Разработка методов аэровизуального наблюдения для диагностики трубопроводных систем.</p> <p>В4. Возможность использования разработки с сложных природно-климатических условиях.</p>	<p>технологии является возможность проведения эффективного прогнозирования состояния трубопровода. важным требованием.</p> <p>Использование высокотехнологичного оборудования так же является большим преимуществом.</p>	<p>сложность внедрения разработки, а так же Недостаточная доступность комплектующих при ремонте</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Ограничение на импорт технологии;</p> <p>У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>	<p>Отсутствие спроса на новые технологии производства</p>	<p>Необходимость больших компьютерных ресурсов и времени для разработки.</p> <p>Недостаточная доступность комплектующих при ремонте</p>

6.2. Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		88

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения настоящей работы сформирована группа из следующего состава: студент и научный руководитель, отвечающий за выполнение студентом ВКР. Распределение исполнителей по видам работ и этапы приведены в таблице (6.2.1).

Таблица 6.2.1– Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материала по теме	Студент
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, студент
Теоретические исследования	5	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	6	Проведение анализа оценки опасности для трубопроводов пролегающих через сложные рельеф местности	Студент
	7	Выполнение расчетов	Студент
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, студент
Оформление выполненной работы	9	Оформление пояснительной записки	Студент
	10	Составление презентации	Студент

6.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (6.2.2.1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (6.2.2.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб.дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

6.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (6.2.3.1)$$

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

T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (6.2.3.2)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

При шестидневной рабочей неделе коэффициент календарности будет равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 52 - 15} = 1,22.$$

Результаты расчета сведем в таблицу (6.2.3.1).

Таблица 6.2.3.1 – Временные показатели проведения исследования

Название работы	Трудоемкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	$t_{\min i}$		$t_{\max i}$		$t_{\text{ож } i}$					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер
Составление и утверждение технического задания	1		6		3		3			4
Подбор и изучение материала по теме		5		9		6,6		6,6		9
Выбор направления исследования	2	2	5	5	4,2	4,2	2,1	2,1	3	3

Календарное планирование работ по теме	2	2	3	3	3	3	1,5	1,5	2	2
Составление литературного обзора ВКР		2		6		7,2		7,2		9
Проведение анализа оценки опасности для трубопроводов пролегающих через сложные рельеф местности		10		15		12		12		15
Выполнение расчетов		12		16		13,6		13,6		17
Оценка эффективности полученных результатов	2	2	4	4	2,8	2,8	1,4	1,4	2	2
Оформление пояснительной записки		5		10		7		7		9
Составление презентации		4		9		6		6		8

На основе таблицы (6.2.3.1) построим календарный план-график.

Таблица 6.2.3.2 – Календарный план-график по проведению работы

№	Название работы	Исполнители	T_{ki}														
				февр.		март			апрель			май			июнь		
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	
1	Составление и утверждение технического задания	Р	4														
2	Подбор и изучение материала по теме	И	9														
3	Выбор направления исследования	Р, И	3														
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	2														

5	Составление литературного обзора ВКР	И	9																
6	Проведение анализа современных технологий очистки нефтепроводов	И	15																
7	Выполнение расчетов	И	17																
8	Оценка эффективности полученных результатов	Р, И	2																
9	Оформление пояснительной записки	И	9																
10	Составление презентации	И	8																

Обозначения

	Руководитель
	Инженер

6.3. Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета проекта необходимо учесть все виды расходов, которые связаны с его выполнением. Для формирования бюджета проекта используется следующая группа затрат:

- материальные затраты проекта;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей проекта;
- дополнительная заработная плата исполнителей проекта;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

6.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		93

$$Z_M = (1 + k_m) \sum_{i=1}^m C_i N_{\text{расх } i}, \quad (6.3.1)$$

где k_m – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 6.3.1 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы Z_M , руб
Бумага для принтера формата А4 (500 листов)	шт	1	300	300
Ручка шариковая	шт	5	30	150
Краска для принтера	шт	1	450	450
Итого, руб				900

Материальные затраты составили 900 рублей.

6.3.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Данный раздел включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 6.3.2 – Затраты на приобретение спецоборудования

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Общая стоимость оборудования, руб
Ноутбук	шт	1	25000	25000
Итого, руб				25000

6.3.3. Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (6.3.3.1)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M \cdot k_p}{F_d}, \quad (6.3.3.2)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

k_p – районный коэффициент;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для руководителя работы:

$$Z_{дн} = \frac{24600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 1450 \text{ руб.}$$

Для инженера-дипломника:

$$Z_{дн} = \frac{5600 \cdot 11,2 \cdot 1,3}{247} = 330 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) рассчитывается по следующей формуле:

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (6.3.3.3)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Для руководителя: $Z_{\text{осн}} = 1450 \cdot 7 = 10150$ руб.

Для инженера-дипломника: $Z_{\text{осн}} = 330 \cdot 78 = 25740$ руб.

Сумма основной заработной платы составляет:

$$Z_{\text{осн}} = 10150 + 25740 = 35890 \text{ руб.}$$

Таблица 6.3.3 – Расчет основной заработной платы

Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.		Зарплата, приходящаяся на один чел.- раб.дн., руб.		Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб.	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	5	12	1450	1450	10150	16550
Инженер	78	120	330	330	25740	34600
Итого					35890	51150

6.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}}, \quad (6.3.4)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной.

Для руководителя: $Z_{\text{доп}} = 10150 \cdot 0,12 = 1218$ руб.

Для инженера-дипломника: $Z_{\text{доп}} = 25740 \cdot 0,12 = 3089$ руб.

Сумма дополнительной заработной платы:

$$З_{\text{доп}} = 1218 + 3089 = 4307 \text{ руб.}$$

Таблица 6.3.4 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.	
		Исп.1	Исп.2
1	Руководитель	1218	1640
2	Инженер	3089	5320
Итого		4307	6960

6.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательствам Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}}(З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (6.3.5)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя:

$$З_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (10150 + 1218) = 3081 \text{ руб.}$$

Стипендии студентов не облагаются страховыми выплатами.

Таблица 6.3.5 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.		Дополнительная заработная плата, руб.	
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2
Руководитель	10150	16550	1218	1640
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	27,1 %			
Итого:	3081	4929		

6.3.6. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (Z_{\text{м}} + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}})k_{\text{нр}}, \quad (6.3.6)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл}} = (900 + 25000 + 35890 + 4307 + 3081) \cdot 0,16 = 11068 \text{ руб.}$$

6.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 6.3.7 – Бюджет затрат на исследование

Наименование статьи	Сумма, руб.	
	Исп. 1	Исп.2
1. Материальные затраты НТИ	900	900
2. Затраты на специальное оборудование	25000	25000
3. Затраты по основной заработной плате	35890	51150
4. Затраты по дополнительной заработной плате	4307	6960
5. Отчисления во внебюджетные фонды	3081	4929
6. Накладные расходы	11068	14230
Бюджет затрат НТИ	78324	103199

6.4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (6.4.1)$$

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

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта, равная 103199 руб.

Тогда данный показатель для предлагаемого варианта исследования равен:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{78324}{103199} = 0,76$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (6.4.2)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта реализации научного исследования;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта реализации научного исследования;

b_i – бальная оценка i -го варианта реализации научного исследования.

Результаты расчета интегрального показателя ресурсоэффективности приведены в таблице (6.4.1).

Таблица 6.4.1 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

					ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
Безопасность	0,2	5	4
Удобство в эксплуатации	0,2	5	3
Долговечность	0,2	4	5
Энергосбережение	0,1	4	4
Надежность	0,2	5	4
Сложность внедрения	0,1	5	3
Итого	1	28	23

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{p-исп.1} = 4,7; I_{p-исп.2} = 3,8.$$

Интегральный показатель эффективности разработки и аналога определяется как:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп.1}}{I_{финр}} = \frac{4,7}{0,76} = 6,2 \quad (6.4.3)$$

Сравнительная эффективность проекта рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} = \frac{6,2}{3,8} = 1,63 \quad (6.4.4)$$

Таблица 6.4.2 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,76	1,0
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,7	3,8
3	Интегральный показатель эффективности	6,2	3,8
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,63	0,61

По результатам расчетов можно сделать вывод, что первый вариант исполнения является наиболее ресурсоэффективным и выгодным с финансовой точки зрения. В ходе сравнения рассчитанных показателей выяснили, что эффективность первого варианта исполнения выше второго в 1,63 раза, а эффективность второго варианта ниже первого в 0,61 раз.

VII. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Как опасные производственные объекты в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116–ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», магистральные нефтепроводы нуждаются в специальных мерах безопасности [1]. Одним из способов повышения безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках и обеспечения приемлемого риска в зонах их влияния становится разработка современных систем мониторинга.

Современная система мониторинга трубопроводов должна представлять собой не только совокупность мероприятий, способов, программных и технических средств, предназначенных для контроля и регистрации состояния магистрального нефтепровода, но и систему, обеспечивающую пользователя полной, достоверной и надежной информацией о состоянии контролируемого нефтепровода, а также об индикаторах развития опасных геологических процессов как в штатном режиме работы объекта (в виде регулярных сводок и по запросу), так и в случае возникновения аварийных ситуаций (в виде экстренного сообщения).

7.1 Производственная безопасность

Рабочим местом является участок магистрального нефтепровода. В рельефе преобладают горные и сейсмически активные районы. Климат в районе проведения работ континентальный, что проявляется в больших месячных и годовых колебаниях температуры воздуха. При выполнении строительных работ на магистральном нефтепроводе могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для чело-

					<i>Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кудачинова К.В.</i>			СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					101	117
<i>Консульт.</i>		<i>Черемискина М.С.</i>				ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

века. Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу). Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, которые формируют опасные и вредные факторы при выполнении мониторинга состояния трубопровода, проходящего через сложный рельеф в таблице 1.

Наименования работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Проведение аэросъемки при обследовании участков с опасными геологическими процессами	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны;	1. Пожарная и взрывная безопасность;	СанПиН 2.2.4.548-96 [7]
2. Отбор проб грунта для последующего исследования	2. Повышенный уровень шума на рабочем месте;	2. Повреждения полученные при обрушении горной массы	ГОСТ 12.1.005-88 [8] ГОСТ 12.1.003-2014[5] МР 2.2.7.2129-06[6] МР 2.2.8.0017-10[10] ГОСТ 12.2.003-91[9]

7.1.1 Анализ вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе рабочей зоны обуславливается обслуживанием магистрального трубопровода в суровых природно-климатических и инженерно-геологических условиях. Горная и сильнопересеченная местность зачастую характеризуется сильными перепадами температур.

При отклонение показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица – 6.1 Работы на открытом воздухе приостанавливаются при погодных условиях (Постановление от 16.12.2002 г. №370)

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия:

- система местного кондиционирования воздуха
- воздушное душирование
- спецодежда и другие СИЗ
- помещения для отдыха и обогрева
- регламентация времени работ
- перерывы в работе
- увеличение продолжительности отпуска и др.)

Повышенный уровень шума на рабочем месте может возникнуть во время проведения аэросъемки при обследовании участков с опасными геологическими процессами, так как в настоящее время для проведения аэросъемочных работ преимущественно используются самолеты (Ан-2, -28, -30, Ил-14ФК, Ту-134) или вертолеты (Ми-2 и -8, Ка-26), создающие нежелательное звуковое воздействие на органы слуха. Допустимый уровень шума составляет 80 дБА.

Средства индивидуальной защиты:

- наушники (ГОСТ Р 12.4.208-9),
- противозумные наушники, смонтированные с защитной каской(ГОСТ Р 12.4.210-99),
- ушные вкладыши(ГОСТ Р 12.4.209-99).

7.1.2 Анализ опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Пожарная и взрывная опасность может возникнуть в результате аварий на магистральном трубопроводе, вероятность возникновения которых высока на участках со сложным рельефом местности. Углеводороды, входящие в состав нефтяных паров при взаимодействии с воздухом, образуют взрывоопасную смесь. К первичным средствам

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
						104
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

пожаротушения относятся: огнетушитель, пожарный инструмент, кошмы, ящики с песком, бочки с водой, переносные лестницы.

Средства тушения горючих жидкостей: порошковые ручные огнетушители: ОП – 4(г), ОП-5(г), ОП-8(г), (газогенераторного типа); Порошковые ручные огнетушители : ОП – 2(з), ОП-3(з), ОП-4(з), ОП – 8(з) (закачного типа); Воздушно – пенные огнетушители: ОВП – 5, ОВП – 10; Воздушно – эмульсионные огнетушители с фторсодержащим зарядом: ОВЭ - 5(6) - АВ – 03, ОВЭ-2(з), ОВЭ-4(з), ОВЭ-8(з) (тонкодисперсной струей); Аэрозольные генераторы (аэрозольные огнетушители) - СОТ – 1, СОТ – 5м , СОТ – 5М.[10]

Повреждения, полученные при обрушении горной массы возможно могут произойти при проведении геолого-геодезических наблюдениях за состоянием трубопровода. Для полевых подразделений, работающих в горных, лесных районах и других объектах специального назначения, спецодежда должна быть демаскирующей расцветки оранжевого или ярко-красного цветов.

В целях оперативного руководства полевые бригады, выполняющие топографо-геодезические работы в лесных, тундровых, горных районах, в других труднодоступных местностях, должны обеспечиваться радиостанциями определенной мощности для установления надежной двухсторонней связи с базой экспедиции и между собой.

7.2 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		105

- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

С целью минимизации и предупреждения загрязнения окружающей природной среды, должно быть выполнено следующее: проведены инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарноэпидемиологической службы, ознакомление его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов [12].

7.2.1 Анализ воздействия объекта на атмосферу

Технология автоматизированного мониторинга состояния трубопровода не предусматривает технологические средства оказывающие неблагоприятное воздействие на атмосферу, так система не контактирует с перекачиваемой средой. Источником выделения паров нефти или газа может слушить обслуживаемый газо- или нефтепровод

Состав нефти обычно определяется количественным содержанием углеводородов, которые делятся на парафины, циклопарафины, ароматические и нафтеноароматические углеводороды, которые негативно влияют на атмосферу.

Для снижения уровня загрязнения необходимо:

- использование экологически безопасных источников энергии;
- использование безотходной технологии производства [12].

7.2.2 Анализ воздействия объекта на гидросферу

В целях обеспечения защиты размещения комплекса технических средств пунктов инклинометрического контроля и контроля уровня подземных вод выбран способ размещения в пробуренных в грунте глуби-

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		106

ной от 5 до 30 м скважинах. Бурение скважин оказывает воздействие на водную среду района работ, которое проявляется в незначительном временном повышении мутности воды в период установки технических средств пунктов инклинометрического контроля и контроля уровня подземных вод.

7.2.3 Воздействие на литосферу

Технология мониторинга параметров геологических процессов и состояния магистральных нефтепроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях, направлена на комплексный контроль показателей, влияющих на безопасность нефтепроводов и на предотвращение возможных разливов нефти на поверхность земли.

Неблагоприятным экологическим воздействием на слой грунта вероятнее окажется разработка скважины глубиной от 5 до 30 м, в которой будет размещен комплекс технических средств системы мониторинга состояния трубопровода. К минусу такого способа размещения технических средств можно отнести механическое нарушение почвенного покрова на эксплуатируемом участке [10].

7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На участке магистрального трубопровода, проложенного в сложных инженерно-геологических условиях могут возникнуть следующие ЧС техногенного характера:

- пожары, взрывы, как следствие возгорания перекачиваемой по трубопроводу среды или по причине замыкания в электроэнергетических системах;
- аварии с выбросом (угрозой выброса) нефти или газа в результате разгерметизации тела трубопровода;

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		107

- внезапное обрушение трубопровода по причине схода оползневых масс, землетрясения, в зоне которых располагается магистральный трубопровод.

Природного характера:

- геофизические опасные явления (землетрясения, извержения вулканов);
- геологические опасные явления (оползни, сели, обвалы, осыпи, провалы земной поверхности, пыльные бури и др.);
- метеорологические и агрометеорологические опасные явления (бури, ураганы, смерчи, вертикальные вихри, крупный град, ливень, гололед, засуха, суховей, заморозки и т.п.).

Действия в результате возникшей ЧС при разгерметизации и меры по ликвидации её последствий

- производится закрытие задвижек диспетчером;
- производится обтяжка вручную задвижек, штурвалы задвижек снимаются; дежурным электриком задвижки отключаются от источников электроэнергии с видимым разрывом, на ключах управления вывешиваются плакаты «Не включать-работают люди!»;
- производится дренаж нефти из отключенных участков в дренажную емкость;
- производятся замеры загазованности места производства работ (ПДК– 300 мг/м³), при положительных результатах замеров загазованности производятся газоопасные работы;
- производится замена уплотнения затвора;
- на задвижки устанавливаются, штурвалы, снимаются предупредительные плакаты «Не включать-работают люди!»;
- задвижки подключаются к источнику питания электроэнергий;
- производится заполнение отключенных участков нефтью;
- производится проверка на герметичность затвора.

Разливы нефти на площади от нескольких квадратных метро до сотен и тысяч квадратных метров забрасываются (покрываются) гранулированным нефтесорбентом вручную или с помощью специальных устройств (мониторов).

Собранный нефтешлам загружается в самосвалы и вывозится на стационарные или временно развернутые пункты утилизации [12].

7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.4.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Нормальная продолжительность рабочего времени работников организаций не может превышать 40 часов в неделю.

Продолжительность рабочего времени при суммированном учете рабочего времени (в том числе и при вахтовом методе работ) должна быть не более 12 часов в сутки при условии, что продолжительность рабочего времени не превышает нормального числа рабочих часов за учетный период.

В каждом рабочем году работник имеет право на ежегодный основной оплачиваемый отпуск продолжительностью 28 календарных дней с сохранением места работы (должности) и среднего заработка.

К работе по мониторингу состояния трубопровода допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие: медицинское освидетельствование при приеме или периодический медицинский осмотр в соответствии с приказом Министерства здравоохранения; обучение по специальности в учебно-курсовом комбинате; вводный инструктаж по охране труда; специальное обучение по охране труда и проверку знаний постоянно-действующей комиссией в установленном на предприятии порядке; инструктаж на рабочем месте [2].

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		109

7.4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Меры безопасности при проведении этих работ должны быть изложены в инструкциях по эксплуатации магистрального трубопровода, инструкциях по технике безопасности, должностных инструкциях, разработанных согласно требованиям соответствующих разделов нормативных документов, "Единой системой управления охраной труда в газовой промышленности" (ЕСУОТ ГП) [9].

Работы по мониторингу должны выполняться под руководством ответственных лиц. Ответственными за подготовку и проведение этих работ назначаются инженерно-технические работники линейно-эксплуатационной службы [11].

Безопасность, эффективность и надежность эксплуатации линейной части должны обеспечиваться следующими мерами:

- периодическим патрулированием, осмотрами и комплексными диагностическими обследованиями с использованием технических средств;
- поддержанием в исправном состоянии за счет своевременного выполнения ремонтно-профилактических работ;
- своевременной модернизацией морально устаревшего или изношенного оборудования;
- соблюдением требований к охранной зоне и зоне установленных нормами минимальных расстояний до населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий и сооружений;
- соблюдением условий обеспечения пожаровзрывобезопасности и противопожарной защиты;

Вывод

В ходе выполнения задания «Социальная ответственность» были приведены: краткое аннотационное содержание сущности проекта ВКР по теме «Оценка опасности газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности». Так же рассмотрены специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства, проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории, при разработке или эксплуатации технологии системы автоматизированного мониторинга за опознеопасными зонами участка магистрального трубопровода.

Так же в работе представлены анализ воздействия технологии системы автоматизированного мониторинга трубопровода на экологическую составляющую среды и выявлены виды ЧС, которые возможно возникнут в непредвиденных ситуациях.

					СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		111

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Магистральные трубопроводы прокладываются в различных природно- климатических и гидрогеологических условиях, пересекают множество естественных и искусственных препятствий. По многим показателям магистральные трубопроводы являются уникальными сооружениями и для них установлены нормативные требования. Одно из основных требований, предъявляемых к магистральным трубопроводам, - высокая надежность, которая должна быть обеспечена экономически оправданными затратами. Уровень надежности трубопроводов зависит от качества проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта.

Исследования напряженно-деформированного состояния, трубопроводных магистралей, а также опыт их эксплуатации показывают, что в горных условиях нагрузки и воздействия на трубопроводы значительно больше, чем, например, на равнинных участках

Система автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов позволяет вести комплексный непрерывный мониторинг оползневых склонов, прогнозировать динамику развития оползневых процессов в рассматриваемом, фиксировать параметры состояния грунтовой среды, оценивать деформацию трубопровода при воздействии нагрузок как эксплуатационных, так и вызванных оползневыми процессами, а также разрабатывать эффективные мероприятия по обеспечению безопасности нефтепровода и снижению ущерба от возможных аварий и чрезвычайных ситуаций.

					<i>Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кудачинова К.В.</i>			ЗАКЛЮЧЕНИЕ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					112	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

- 1) Перун И.В. Магистральные трубопроводы в горных условиях. - М.:Недра, 1987. - 175 с.
- 2) Чичелов В.А. Научно-практические основы обеспечения прочности и устойчивости газопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: дис. канд. техн. наук/ Чичелов В.А; Уфимский государственный нефтяной технический университет. - Уфа, 2007, - 347 с.
- 3) Бородавкин П.П., Глоба В.М. Сооружение трубопроводов в горах. М.: «Недра», 1990, 144с.
- 4) Бородавкин, П. П. Трубопроводы в сложных условиях [Текст] / П. П. Бородавкин, В. Д. Таран. – М.: Недра, 1968. – 304 с.
- 5) Морозов В.Н. Магистральные трубопроводы в сложных инженерно-геологических условиях. М.: «Недра», 1987, - 123 с.
- 6) Клементьев А.Ф., Устойчивость магистральных трубопроводов в сложных условиях. М.: «Недра», 1985, - 112 с.
- 7) Айнбиндер, А. Б., Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость [Текст] / А. Б. Айнбиндер, А. Г. Камерштейн. – М.: Недра, 1982. – 340 с.
- 8) Грязнев Д. Ю., Создание и научное обоснование технологии автоматизированного мониторинга магистрального нефтепровода на оползнеопасных участках: дис. ... канд. техн. наук: 05.26.03: защищена 28.06.16 — М., 2016. — 234 с.
- 9) Бородавкин, П. П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве [Текст] / П. П. Бородавкин. – М.: Недра, 1986. – 224 с.

					<i>Оценка опасности для газонефтепроводов, проходящих по сложным рельефам местности</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Кудачинова К.В.</i>			СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		<i>Бурков П.В.</i>					113	117
<i>Консульт.</i>						ТПУ гр. 2Б5А		
<i>Рук-ль ООП</i>		<i>Брусник О.В.</i>						

- 10) Бородавкин, П. П. Прочность магистральных трубопроводов [Текст] / П. П. Бородавкин, А. М. Синюков, – М.: Недра, 1984. – 245 с.
- 11) Бородавкин, П. П. Трубопроводы в сложных условиях [Текст] / П. П. Бородавкин, В. Д. Таран. – М.: Недра, 1968. – 304 с.
- 12) Гольдштейн, М. Н. Механика грунтов, основания и фундаменты [Текст] / М. Н. Гольдштейн, А. А. Царьков, И. И. Черкасов. – М.: Транспорт, 1981. – 320 с.
- 13) Грязнев, Д. Ю. Аэровизуальный мониторинг технического состояния магистрального нефтепровода, подверженного воздействию экзогенных геологических процессов [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Безопасность жизнедеятельности. – 2011. – № 8. – С. 47-50.
- 14) Грязнев, Д. Ю. Взаимодействие трубопровода с грунтом на участках с оползнями при косом сдвиге грунта [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 21 мая 2015 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2015. – С. 243–244.
- 15) Грязнев, Д. Ю. Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при продольном сдвиге оползня [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 23 мая 2012 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2012. – С. 184–187.
- 16) Грязнев, Д. Ю. Мониторинг трубопроводов на оползнеопасных участках [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти,

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 23 мая 2012 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2012. – С. 181–183.

- 17) Грязнев, Д. Ю. Разработка технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов на участках сложных геологических условий с открытыми трещинами в грунте [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Энергоэффективность. Проблемы и решения : матер. XIII Всерос. науч.-практ. конф., Уфа, 23 октября 2013 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2013. – С. 235–236.
- 18) Гумеров, А. Г. Расчет на прочность и выбор рациональных конструктивных решений прокладки подземных нефтепроводов на пересеченном рельефе местности [Текст] / А. Г. Гумеров, Р. С. Гаспарян // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – 2007. – № 4. – С. 26-27.
- 19) Даревский, В. Э. Оценка оползневой опасности на трассе МГ [Текст] / В. Э. Даревский, А. М. Романов // Газовая промышленность. – 1999. – № 4. – С. 44-46.
- 20) Емельянова, Е. П. Основные закономерности оползневых процессов [Текст] / Е. П. Емельянова. – М.: Недра, 1972. – 308 с.
- 21) Зайцев, А. К. Геодезические методы исследования деформаций сооружений [Текст] / А. К. Зайцев, С. В. Марфенко, Д. Ш. Михелев [и др.]. – М. : Недра, 1991. – 272 с.
- 22) Коробков, Г. Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации [Текст] / Г. Е. Коробков, Р. М. Зарипов, И. М. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2009. – 409 с. Котляревский, В. А. Проверка прочности подземных трубопроводов в условиях дефицита информации по планово-высотному положению [Текст] / В. А. Котляревский, А. А.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						115

Александров, Ю. В. Ларионов // Известия вузов. Машиностроение. – 2012. – № 11. – С. 92-100.

- 23) Ларионов, В. И. Моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода в зоне оползня грунта [Текст] / В. И. Ларионов, С. П. Суцев, М. Ф. Сунагатов, Я. Р. Идрисова // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2011. – Вып. 3(85). – С. 144-151.
- 24) Ларионов, В. И. Оценка прочности трубопровода на участке оползня при продольном сдвиге грунта [Текст] / В. И. Ларионов, С. П. Суцев, Д. Ю. Валекжанин, Д. Ю. Грязнев // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер.: Естественные науки. – 2011. – № 4(43). – С. 111–117.
- 25) Рекомендации по количественной оценке устойчивости оползневых склонов [Текст] / ПНИИИС Госстроя СССР. – М.: Стройиздат, 1984. – 80 с.
- 26) Рудаченко, А. В. Исследования напряженно-деформированного состояния трубопроводов : учеб. пособие [Текст] / А. В. Рудаченко, А. Л. Саруев ; науч. ред. д.т.н. А. Л. Саруев ; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 136 с.
- 27) СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы [Текст] / Госстрой СССР. – Взамен СНиП II-45-75; Введ. 01.01.1986. – М., 2005. – 50 с.
- 28) Федеральный закон от 21.07.1997 № 116–ФЗ (ред. от 13.07.2015) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_15234/; дата обр. 20.05.2015.

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
						116

- 29) СНиП 22-01-95. Геофизика опасных природных воздействий [Текст] / Минстрой России. – Введ. 01.01.1996. – М., 1996. – 14 с.
- 30) СНиП 23-01-99*. Строительная климатология [Текст] / Госстрой России. – Взамен СНиП 2.01.01-82; Введ. 01.01.2000. – М., 2003. – 74 с.
- 31) СП 116.13330.2012. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения.
- 32) 126. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства : в 6 ч. [Текст] / Госстрой России. – Введ. 01.01.2000. – М. : ГУП ЦПП, 2001. – Ч. 1–6.
- 33) СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
- 34) ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
- 35) СНиП II-12-77 «Защита от шума»
- 36) СНиП 23-01-99*. Строительная климатология [Текст] / Госстрой России. – Взамен СНиП 2.01.01-82; Введ. 01.01.2000. – М., 2003. – 74 с.

					СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		117