

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



Акчермушев Владимир Васильевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ  
НАДЗЕМНОГО ЗИГЗАГООБРАЗНО УЛОЖЕННОГО ТРУБОПРОВОДА**

Специальность 2.8.5. – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и  
хранилищ»

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук, доцент  
Кантемиров Игорь Финсурович

Уфа – 2023

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
Глава 1 Анализ условий строительства и эксплуатации надземных участков магистральных трубопроводов.....	12
1.1 Обзор существующих конструкций надземных переходов с компенсацией продольных деформаций.....	12
1.2 Обзор нормативно-технической документации по расчету надземных участков магистральных трубопроводов на прочность.....	19
1.3 Обзор существующих методик расчета напряженно-деформированного состояния надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов.....	22
1.4 Оценка эффективности существующих методик расчета надземных зигзагообразных участков трубопроводов на прочность.....	25
Выводы по главе 1.....	32
Глава 2 Исследование напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода на опорах.....	34
2.1 Общие положения.....	34
2.2 Расчет при равном коэффициенте трения на всех опорах.....	37
2.3 Расчет при коэффициенте трения на опоре в вершине угла больше в два раза, чем на остальных опорах ( $f_0 = 2f_T$ ).....	46
2.4 Расчет при коэффициенте трения на опоре в вершине угла больше в три раза, чем на остальных опорах ( $f_0 = 3f_T$ ).....	50
2.5 Расчет при коэффициенте трения на опоре в вершине угла больше в четыре раза, чем на остальных опорах ( $f_0 = 4f_T$ )....	54

2.6	Исследование напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразного участка трубопровода при его изгибе в вертикальной плоскости.....	58
2.7	Исследование влияния изгиба в вертикальной плоскости зигзагообразно участка надземного трубопровода на величину общего удлинения.....	68
2.8	Сравнение и анализ полученных результатов.....	71
	Выводы по главе 2.....	79
Глава 3	Экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода.....	81
3.1	Общие положения.....	81
3.2	Описание экспериментальной установки.....	82
3.3	Методика проведения эксперимента.....	92
3.4	Исследования напряженного-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода в программном комплексе Старт-Проф 4.85 R1.....	95
3.5	Обработка и анализ полученных данных.....	102
	Выводы по главе 3.....	107
Глава 4	Разработка уточненного метода расчета на прочность надземного зигзагообразно уложенного трубопровода и практических рекомендаций по повышению эффективности его работы.....	108
4.1	Разработка способов повышения прочности надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов.....	108
4.2	Уточненный метод расчета на прочность надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов.....	109
4.3	Разработка способа корректировки напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода на опорах.....	112

Выводы по главе 4.....	120
ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПО РАБОТЕ.....	121
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	136

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы диссертации**

На современном этапе развития трубопроводных систем нефтегазовой отрасли проектирование и строительство новых трасс магистральных трубопроводов все больше затрагивает отдаленные территории и охватывает сложные климатические и природные условия. Наиболее приемлемым конструктивным вариантом при таких условиях строительства с точки зрения прочности и надежности является применение надземных участков трубопроводов с компенсацией продольных деформаций.

Обеспечение прочности труб магистральных газонефтепроводов является комплексной задачей, которая решается на стадиях проектирования, строительства, эксплуатации и ремонта. Проектные решения трубопроводов принимаются с учетом допустимых их продольно-поперечных перемещений. В то же время чрезмерные отклонения от проектного положения трубопровода при его эксплуатации могут нарушить нормальное функционирование трубопровода или привести к отказу. Несоответствие конструктивных решений надземных трубопроводов их действительным условиям эксплуатации может привести к возникновению недопустимых деформаций и напряжений в трубопроводе.

Одной из конструктивных схем прокладки с компенсацией деформаций служит зигзагообразная прокладка трубопровода, имеющая ряд достоинств по сравнению с другими видами компенсационных участков.

Вместе с тем, анализ конструкции и расчета на прочность труб зигзагообразной прокладки показывает, что не в полной мере учитываются характер взаимодействия трубопровода и опоры, а также особенности конструкции опор: отсутствует метод расчета на прочность с учетом сил трения между перемещающимся трубопроводом и опорой, а также расчеты выполняются без учета гнутаго отвода на вершине угла поворота зигзагообразного участка и без учета вертикальных перемещений между опорами.

### **Степень разработанности темы**

Вопросами обеспечения прочности надземных трубопроводов, а также изучением напряженно-деформированного состояния различных конструктивных решений занимались Автахов З. Ф., Азметов Х.А., Айнбиндер А.Б., Аскарлов Р.М., Березин В.Л., Бородавкин П.П., Быков Л.И., Васильев Г.Г., Гумеров А.Г., Зарипов Р.М., Иванцов О. М., Камерштейн А.Г., Коробков Г.Е., Лисин Ю. В., Лунев Л.А., Магалиф В.Я., Петров И.П., Спиридонов В.В., Харионовский В.В., Шаммазов А.М., Ясин Э.М., зарубежные исследователи Roshko A., Reifel M. D., Masubuchi K. и другие. Значительный вклад в совершенствование методов проектирования и строительства надземных переходов трубопроводов с компенсацией продольных деформаций внесли научные труды сотрудников нефтегазовых вузов Уфы (УГНТУ), Москвы (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина), Ухты (НИПИ нефти и газа УГТУ), Тюмени (ТИУ), Альметьевска (АГНИ), а также проектных организаций Гипроспецгаз, Гипротрубопровод, ВНИПИТрансгаз, Нефтегазпроект и других.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.8.5. – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: научные основы системного комплексного (мультидисциплинарного) проектирования конструкций, прочностных, гидромеханических, газодинамических и теплофизических расчетов сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта для добычи, сбора, подготовки, транспортировки и хранения углеводородов, распределения, газоснабжения и нефтепродуктообеспечения, подземных и наземных газонефтехранилищ, терминалов, инженерной защиты и защиты от коррозии, организационно-технологических процессов их сооружения, эксплуатации, диагностики, обеспечения системной надежности, механической и экологической безопасности (п. 2); научные основы создания эффективных технологических процессов, технологий, технических средств, материалов, специализированных машин, оборудования нефтегазоперекачивающих станций, энерго- и ресурсосберегающих

методов организации, оптимизации и управления технологическими процессами, реализуемыми в рамках жизненного цикла сухопутных и морских систем трубопроводного транспорта (п. 3).

**Цель работы** – повышение эксплуатационной надежности и ресурса надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов путем совершенствования метода расчета на прочность с учетом действительных условий эксплуатации, а также совершенствования конструктивных решений опорных частей.

Для достижения поставленной цели научных исследований решались следующие **задачи**:

1. Анализ существующих методик расчета напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода с учетом действительных условий их строительства и эксплуатации.

2. Разработка методики расчета параметров напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода с учетом усилия трения на опорах, радиуса гнутого отвода и вертикальных перемещений между опорами расчетно-экспериментальными исследованиями.

3. Разработка способа корректировки напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода с помощью применения усовершенствованной конструкции опорных частей.

4. Определение способов повышения прочности надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов исходя из условий их проектирования, строительства и эксплуатации.

**Научная новизна** выполненной работы заключается в следующем:

1. Установлены и экспериментально подтверждены закономерности изменения максимальных продольных напряжений и изгиба действующего надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода в зависимости от конструктивных и эксплуатационных параметров, учитывающих усилие трения на опорах, радиус гнутого отвода на вершине угла поворота, вертикальные

перемещения между опорами, снижение продольного сжимающего усилия в трубопроводе при его продольно-поперечных перемещениях и, как следствие, изменяющих величину напряжений и перемещений до 2 раз.

2. Сформулирована и решена новая задача по снижению максимальных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  до 6 раз и максимального изгиба  $v_{max}$  до 3 раз в надземном зигзагообразно уложенном участке трубопровода путем повышения коэффициента трения на опоре в вершине угла поворота в 4 раза при угле отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi = 15$  градусов и радиусе гнутого отвода  $R = 40 \cdot D_n$ .

3. Обоснованы условия эффективной корректировки напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода за счет использования усовершенствованной конструкции опор, позволяющей регулировать перемещения эксплуатируемого трубопровода в продольном и поперечном направлениях.

### **Теоретическая и практическая значимость**

Теоретическая значимость результатов исследований заключается в разработке методики расчета напряженно-деформированного состояния надземных зигзагообразных участков трубопроводов, учитывающая все конструктивные и эксплуатационные параметры, соответствующие действительным условиям строительства и эксплуатации (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021665164).

Практическая значимость результатов исследований заключается в разработке способа снижения максимальных продольных напряжений в самом опасном сечении зигзагообразного участка трубопровода с помощью повышения коэффициента трения между трубопроводами и опорой, расположенной на вершине угла поворота.

Также разработана и запатентована усовершенствованная конструкция опорных частей для надземных трубопроводов (патент РФ №208410), позволяющая корректировать напряженно-деформированное состояние

надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода за счет регулирования перемещения эксплуатируемого трубопровода в продольном и поперечном направлениях.

Результаты диссертационных исследований используются в учебном процессе ФГБОУ ВО «УГНТУ» при чтении лекций, проведении лабораторных и практических занятий по дисциплинам «Строительство переходов и сложных участков газонефтепроводов», «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов»; «Ремонт и реконструкция газонефтепроводов»; «Современные технологии строительства и ремонта объектов систем трубопроводного транспорта» для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 21.03.01 и магистров 21.04.01 «Нефтегазовое дело», а также при проектировании объектов трубопроводного транспорта в ПАО «Сургутнефтегаз».

#### **Методология и методы исследования**

Решение поставленных задач осуществлялось теоретическими, расчетными и экспериментальными методами на основе известных в науке положений и подходов. Теоретические исследования выполнены с использованием методов строительной механики и математического анализа. Адекватность разработанной методики расчета подтверждалась с помощью компьютерного моделирования на современном лицензированном программном продукте Старт-Проф 04.85 R1. При планировании экспериментальных исследований использовались методы математической статистики, обработка результатов проводилась с помощью программного продукта Microsoft Excel. Разработанная методика расчета запрограммирована с помощью математического программного обеспечения MathCad 15.

#### **Положения, выносимые на защиту**

1. Разработанная и подтвержденная с помощью расчетно-экспериментальных исследований методика расчета параметров напряженно-деформированного состояния зигзагообразного участка трубопровода с учетом усилия трения на опорах, радиуса гнутого отвода и вертикальных перемещений между опорами.

2. Разработанный способ корректировки напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода с помощью применения усовершенствованной конструкции опорных частей и разработанных аналитических зависимостей.

3. Уточненный метод расчета на прочность и способы ее повышения для надземных зигзагообразных участков трубопроводов исходя из условий их проектирования, строительства и эксплуатации.

### **Степень достоверности и апробации результатов**

Достоверность результатов исследований обеспечена использованием современных методов строительной механики, сертифицированного программного комплекса Старт-Проф (версия 4.85 R1), основанный на методе сил и методе перемещений, а также математического программного обеспечения MathCad (версии 15.0), высокой степенью корреляции результатов аналитического расчета с результатами, полученными экспериментом и компьютерным моделированием.

Высокая степень корреляции между полученными экспериментальными и аналитическими результатами напряжений и изгибов обеспечена применением научно-обоснованных и стандартизированных методик, использованием установок и приборов с наибольшим классом точности, применением методов математической статистики при обработке данных с помощью программного продукта Microsoft Excel.

Основные научные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на XV Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2020» (г. Уфа, 18-19 ноября 2020 г.); 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (г. Уфа, 2021 г.); XVI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2021» (г. Уфа, 17-18 ноября 2021 г.); XIV Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2021» (г. Уфа, 15-19 марта 2021 г.); Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы

транспорта и хранения углеводородных ресурсов при освоении Арктики и Мирового Океана» (г. Тюмень, 2-3 декабря 2021 г.).

### **Публикации**

По материалам диссертации опубликовано 12 печатных работ, в том числе 2 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, а также патент РФ и свидетельство на программу для ЭВМ.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, основных выводов, списка литературы и 2 приложений. Работа изложена на 142 страницах машинописного текста, включает 69 иллюстраций, 4 таблицы. Библиографический список включает 121 литературный источник.

# ГЛАВА 1 АНАЛИЗ УСЛОВИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ НАДЗЕМНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

## 1.1 Обзор существующих конструкций надземных переходов с компенсацией продольных деформаций

Магистральные трубопроводы проектируются, строятся и эксплуатируются согласно нормам и правилам, установленным в нормативно-технической документации [38, 78, 80, 87-91, 97, 98]. Основным нормативно-техническим документом по проектированию магистральных трубопроводов в России являются свод правил [90].

Одним из главных требований обеспечения надежности эксплуатации магистральных трубопроводов является соблюдение всех условий прочности, установленных для заданной расчетной схемы прокладки трубопровода, которая, в свою очередь, должна отражать действительные условия их работы [48, 59, 102, 104].

Под прочностью понимают способность конструкции сопротивляться самому неблагоприятному сочетанию внутренних и внешних нагрузок [36]. Критерием оценки прочности конструкции является соблюдение условия, при котором возникающие в трубопроводе напряжения под воздействием нагрузок не должны превышать допустимых значений [89, 90].

Требованиями нормативно-технических документов по проектированию и строительству магистральных трубопроводов [90, 91] установлено, что использование надземной прокладки должно быть целесообразно как с экономической, так и с технической точек зрения.

Выбор конструктивной схемы надземных участков трубопроводов неразрывно связан с экономическими, техническими и эксплуатационными параметрами [96, 103, 116]. Причем обязательно необходимо предусматривать проектные решения по компенсации продольных деформаций. Это достигается

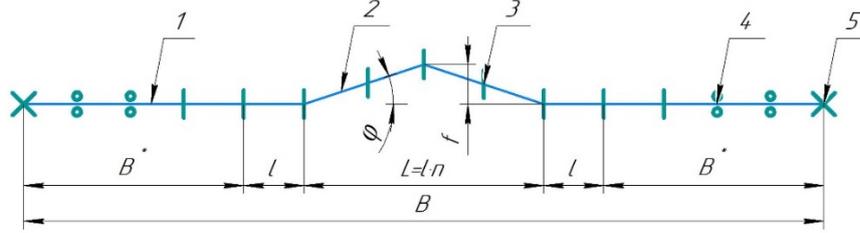
путем применения компенсаторов либо особенностей конструктивной схемы прокладки в виде компенсационных участков [90, 97]. Прокладка надземных трубопроводов с применением компенсаторов или в виде компенсационных участков позволяет уменьшить продольные напряжения, возникающие от температурного перепада и внутреннего давления [8, 14, 15, 27, 30, 31, 82, 86].

В сложных природных условиях, особенно в районах распространения многолетнемерзлых грунтов, надземная прокладка с компенсацией продольных деформаций является основным способом строительства магистральных трубопроводов [2, 3, 4, 20, 25, 28, 29, 35, 46, 69, 73, 74].

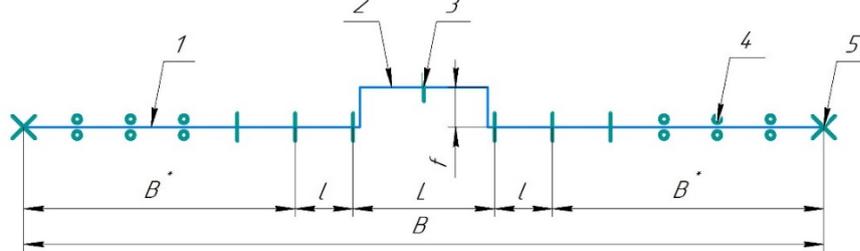
Существующие на сегодняшний день схемы надземных участков трубопроводов с компенсацией продольных деформаций приведены на Рисунке 1.1, где  $B^*$  – длина примыкающего к компенсатору участка трубопровода, который вызывает деформации в компенсаторе;  $B$  – общая длина рассчитываемого участка между неподвижными («мертвыми») опорами;  $L$  – длина компенсационного участка;  $l$  – расстояние между опорами (пролет);  $n$  – число пролетов компенсационного участка;  $f$  – вылет компенсатора;  $\varphi$  – угол отклонения трубопровода от горизонтальной оси.

Если рассматривать зигзагообразную конструкцию прокладки надземного трубопровода, то она является первой в мире, использованной при строительстве газопровода «Вой-Вож – Ухта» диаметром 325 мм в 1946 году в условиях Крайнего Севера (Рисунок 1.2). Главным инженером проекта газопровода являлся А.В. Булгаков, разработчиком конструкций – С.И. Новопавловский, а прочностными расчетами занимался К.А. Веревкин. Данная конструкция надземного участка трубопровода была запатентована.

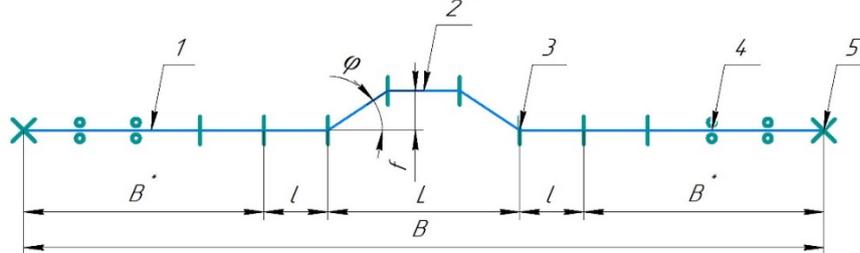
а) со слабоизогнутыми компенсационными участками



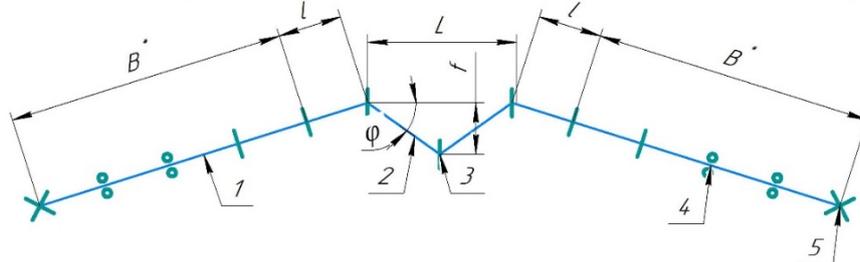
б) с П-образными компенсаторами



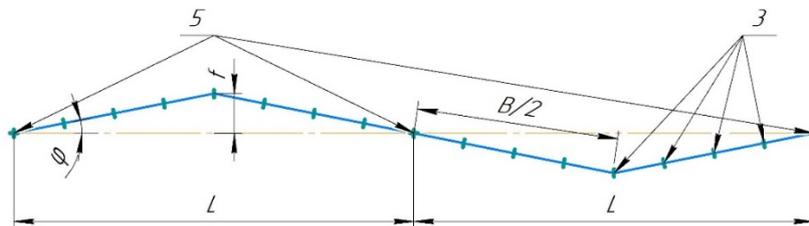
в) с трапециевидными компенсаторами



г) со слабоизогнутыми компенсационными участками в месте поворота трассы



д) зигзагообразная прокладка в виде «змейки»



- 1 – надземный трубопровод; 2 – компенсационный участок; 3 – свободно-подвижные опоры; 4 – направляющие продольно-подвижные опоры;  
5 – неподвижные опоры

Рисунок 1.1 – Схема надземных участков трубопроводов с компенсацией продольных деформаций



Рисунок 1.2 – Две нитки магистрального газопровода «Вой-Вож – Ухта», 1961 год

В 1959 г. параллельно первой нитке магистрального газопровода «Вой-Вож – Ухта» была построена вторая нитка диаметром 426 мм и рассчитана на высокое давление, конструктивная схема которой полностью соответствовала ранее утверждённым проектным решениям по первой нитке, с целью газификации Ухтинского района. Далее данный метод строительства был распространён в других северных районах, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке. Только после этого опираясь на Ухтинский опыт эксплуатации надземных газопроводов, аналогичные системы были построены в Якутии, Канаде и США. Примером тому является Трансаляскинский нефтепровод, построенный в 1977 году в США (Рисунок 1.3) [114, 115, 117, 119-121].



Рисунок 1.3 – Трансаляскинский нефтепровод в США

Трансаляскинский нефтепровод считается инженерно-техническим творением. В отличие от ранее построенных, Трансаляскинский нефтепровод проложен большим диаметром равным 48 дюймам. При его строительстве использовались различные комбинации схем с компенсацией продольных деформаций, а трасса проложена по всевозможным сложным участкам: вечная мерзлота, высокая сейсмическая активность, реки, горные хребты, геологические разломы. Прошло 40 лет с начала практически безупречной работы Трансаляскинского нефтепровода, который до сих пор является одновременно символом инженерной мысли и строительно-эксплуатационным примером для тех, кто сегодня начинает освоение углеводородов Арктики.

Одна из ниток газопровода «Вой-Вож – Ухта» была демонтирована спустя 55 лет безупречной работы в связи с утратой ее необходимости. Обе нитки газопровода были комплексно обследованы в 2000 году для установления их технического состояния спустя стольких лет эксплуатации. По результатам комплексных обследований сделан вывод об удовлетворительных характеристиках металла и сварных соединений, пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Участки газопровода «Мессояха-Норильск» проложены по аналогичной схеме: зигзагообразно на опорах (Рисунок 1.4). В феврале 1979 года в следствие сильных морозов ниже  $-45^{\circ}\text{C}$  и сильных ветров произошел разрыв газопровода спустя 10 лет эксплуатации (Рисунок 1.5). Эта авария является одной из самых серьезных в истории трубопроводного транспорта, так как разрыв произошел волнообразно вдоль всего газопровода на протяжении 80 км на обеих нитках.



Рисунок 1.4 – Газопровод «Мессояха – Норильск»



Рисунок 1.5 – Авария на магистральном газопроводе «Мессояха – Норильск»  
в 1979 году

Этот факт свидетельствует о том, что при проектировании, строительстве и эксплуатации не были учтены факторы, влияющие на напряженно-деформированное состояние трубопровода.

В дальнейшем в практике трубопроводного строительства стали использовать подземную прокладку трубопроводов, однако в настоящее время в связи с условиями прокладки новых трасс трубопроводов надземная прокладка с компенсацией продольных деформаций возвращает свои былые позиции.

Для недопущения чрезмерных напряжений в металле труб и опасных деформаций самым лучшим для надземных трубопроводов является вариант самокомпенсации температурных деформаций и деформаций, вызванных внутренним давлением, то есть возможность трубопровода свободно перемещаться

в продольном направлении. И зигзагообразная прокладка трубопровода является самым удачным конструктивным примером. Однако имеющиеся примеры аварий на подобных конструктивных схемах прокладки трубопроводов подтверждают необходимость изучения напряженно-деформированного состояния с учетом всех геометрических, конструктивных и эксплуатационных параметров.

## **1.2 Обзор нормативно-технической документации по расчету надземных участков магистральных трубопроводов на прочность**

Рассмотрим основные нормативно-технические документы, регламентирующие нормы по расчету магистральных трубопроводов на прочность и действующие на территории Российской Федерации.

*СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [90].*

Основополагающим документом является свод правил СП 36.13330.2012 [90], который регламентирует нормы проектирования различных участков магистральных трубопроводов и 12 глава которого посвящена расчету на прочность.

Для проверки надземных трубопроводов на прочность необходимо установить максимальные продольные напряжения, возникающие от всех расчетных нагрузок и воздействий. Наиболее опасные продольные напряжения возникают от сжимающих продольных усилий, вызванных положительным температурным перепадом и внутренним давлением. В п. 12.5.4 [90] сказано, что продольные усилия для надземных участков трубопроводов должны определяться в соответствии с общими правилами строительной механики [42, 76, 81, 110]. Причем трубопровод рассматривается как прямолинейный или криволинейный стержень.

В п. 12.5.6 [90] говорится о том, что надземные участки трубопроводов должны рассчитываться с учетом сил трения на опорах, и величина коэффициента трения должна приниматься в зависимости от того, что опаснее для данного

расчетного случая. Этот факт говорит о том, что вопрос влияния коэффициента трения трубопровода на опорах не изучен.

В п. 12.5.11 [90] также указывается, что расчет трубопровода и опорных частей на прочность необходимо производить с учетом сопротивления перемещениям трубопровода на опорах.

Величина продольных перемещений надземных участков трубопроводов должна определяться от воздействия положительного температурного перепада и внутреннего давления, что регламентировано п. 12.6.5 [90].

Также нормами свода правил [90] устанавливается применение гнутых отводов с учетом пропуска средств очистки и диагностики, причем минимальный радиус изгиба трубопровода из условия прохождения очистных устройств должен составлять не менее пяти его номинальных диаметров.

По результатам анализа основного нормативно-технического документа [90], устанавливающего нормы проектирования надземных участков трубопроводов и критерии прочности к этим участкам, можно заключить, что величину максимальных продольных напряжений для зигзагообразных участков трубопроводов необходимо определять с учетом коэффициента трения на опорах и радиуса гнутого отвода на вершине угла поворота с учетом общих правил строительной механики.

*СП 33.13330.2012 «Расчет на прочность стальных трубопроводов» [89].*

Требования к условиям прочности в своде правил [89] аналогичны требованиям [90].

В п.9.3 [89] отмечается что, расчетная схема участка трубопровода должна отражать действительные условия его эксплуатации. В связи с этим для определения максимальных продольных напряжений необходимо рассматривать расчетную схему трубопровода как статическую неопределимую стержневую систему переменной жесткости с учетом взаимодействия трубопровода с опорами.

В п. 9.24 [89] отмечен важный момент для оценки прочности трубопровода, что не указано в основном документе для магистральных трубопроводов [90]:

продольное критическое усилие  $N_{кр}$  должно определяться с учетом принятого конструктивного решения и в зависимости от условий взаимодействия трубопровода с опорами (трение на опорах, податливость опор и др.). То есть форма компенсирующего участка также играет важную роль в определении продольных сжимающих усилий и не может быть предложена одна конкретная формула для расчета максимальных продольных напряжений.

*СТО Газпром 2-2.1-318-2009 «Инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций» [97].*

Обратимся к стандарту организации [97], в котором приведена инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций и конкретно рассматривается определение параметров напряженно-деформированного состояния различных видов компенсационных участков трубопроводов. Раздел 5.3 [97] посвящен расчету на прочность надземных участков трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. В нем отмечено, что расчеты по приведенным формулам в стандарте являются приближенными, предназначенными для вычисления вспомогательных данных. Определение НДС надземных участков трубопроводов следует производить с помощью соответствующих компьютерных программ. Также отмечено, что проверка прочности и оценка общей устойчивости таких участков трубопроводов производится в соответствии с требованиями свода правил [90].

В п 5.4 отмечено, что расчет НДС компенсационных участков трубопроводов следует выполнять с помощью компьютерных программ, и даны расчетные формулы для определения конструктивных параметров компенсационного участка: изгиб, расстояние между опорами, величина продольных перемещений и т.д.

В п. 4.27 отмечено, что окончательное решение по назначению типов опор следует принимать на основании вариантных расчетов трубопровода на прочность.

### **1.3 Обзор существующих методик расчета напряженно-деформированного состояния надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов**

Основоположниками различных конструктивных и расчетных схем надземных участков трубопроводов являются Петров И.П. и Спиридонов В.В., посвятившие свой научный труд [74], в котором подробно рассматриваются всевозможные конструкции надземных трубопроводов, применяемых в отечественном и зарубежном строительстве, методики их расчета по предельным состояниям, даны рекомендации по их проектированию и строительству, а также приведен очень богатый иллюстративный материал. Глава 8 [74] полностью посвящена зигзагообразной укладке трубопроводов, конструктивным параметрам, параметрам напряженно-деформированного состояния, но с учетом некоторых допущений: не учитывались трение трубопровода на промежуточных опорах, возможность искривления трубопровода в плане и увеличение вертикальных прогибов в плане между промежуточными опорами.

Обратимся к научному труду Камерштейна А.Г. [49], посвященному расчетам магистральных трубопроводов на прочность. Автор рассматривает следующие участки надземных трубопроводов с компенсацией продольных деформаций: П-, Г-, Z- образные и зигзагообразную укладку трубопровода в плане. При зигзагообразной укладке автор рекомендует использовать в вершине угла поворота гнутые отводы с учетом пропуска средств очистки и диагностики. В сравнительном анализе автор отмечает некоторые существенные достоинства зигзагообразной формы прокладки надземных трубопроводов (Рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Достоинства зигзагообразной схемы прокладки магистральных трубопроводов

Авторы работы [19] рассмотрели основные вопросы оценки ресурса надземных трубопроводов, подробно рассмотрели конструктивные схемы и их расчеты на прочность, привели анализ ограничивающих и снижающих ресурс надземных трубопроводов факторов и способы их учета. В работе отмечено, что основной параметр, определяющий напряженно-деформированное состояние трубопровода, является температурный перепад – разница между температурой эксплуатации и температурой, при которой фиксируется расчетная схема трубопровода. Как правило, для надземных трубопроводов при расчете на прочность расчетная схема представляет собой балку на опорах с заданными граничными условиями. Не мало важен факт того, что изменение напряженного состояния надземного участка трубопровода в продольном направлении в основном происходит только за счет изменения изгибной составляющей продольных напряжений.

Относительно к зигзагообразным участкам надземных трубопроводов, авторы работы [19] указывают местоположение максимальных продольных напряжений при его удлинении от положительного температурного перепада – внешняя часть трубы на вершине угла поворота (в зоне растяжения). В результате

исследований перемещений зигзагообразного участка трубопровода авторы работы [19] установили, что изгиб рассматриваемого участка трубопровода происходит только на вершине и на двух близлежащих по обе стороны опорах. Поэтому вне зависимости от количества пролетов (если их больше шести), расчетную длину при определении НДС следует принимать равной  $6 \cdot l$ , от которой определяют и стрелу изогнутого участка. Значения напряжений и перемещений в этом случае получатся несколько больше. Также авторы рекомендуют учитывать усилие трения на опорах, величину которого определяют по формуле

$$Q = \theta q \frac{l_{\text{лев}} + l_{\text{прав}}}{2}, \quad (1.1)$$

где  $\theta$  – коэффициент трения трубопровода на опорах, из практики эксплуатации равный 0,3-0,5;

$q$  – суммарная расчетная вертикальная нагрузка;

$l_{\text{лев}}$  и  $l_{\text{прав}}$  – длина примыкающих к опоре пролетов.

Практические рекомендации и методика расчета на прочность зигзагообразных участков трубопроводов подробно приведены в работе [37].

Во всех рассмотренных выше научных трудах [19, 37, 49, 74] величину максимальных напряжений на вершине угла поворота зигзагообразного участка трубопровода рекомендуют определять по формуле

$$\sigma = \frac{3 \cos \varphi I (\alpha_T \Delta t E + 0,2 \sigma_{\text{кц}})}{f} \left( \frac{1}{W} - \frac{1}{fF} \right) + \frac{0,0833 q_B l^2}{W} + 0,5 \sigma_{\text{кц}}, \quad (1.2)$$

где  $\varphi$  – угол отклонения трубопровода от горизонтальной оси;

$I$  – осевой момент инерции поперечного сечения трубы;

$\alpha_T$  – коэффициент линейного расширения металла трубы;

$\Delta t$  – температурный перепад;

$E$  – модуль упругости металла трубы;

$\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевые напряжения в стенке трубы от расчетного внутреннего давления;

$f$  – вылет компенсатора;

$W$  – осевой момент сопротивления;

$F$  – площадь поперечного сечения трубы;

$q_B$  – ветровая нагрузка;

$l$  – расстояние между опорами (пролет).

При этом должно выполняться условие  $\sigma \leq R_2$ , иначе потребуется усиление конструкции.

#### 1.4 Оценка эффективности существующих методик расчета надземных зигзагообразных участков трубопроводов на прочность

В настоящее время во всех существующих нормативно-технических документах [38, 78, 80, 89, 90, 91, 97, 98] и научных трудах [6, 9, 10, 26, 33, 36, 37, 49, 106, 107] при расчете параметров напряженно-деформированного состояния и, как следствие, при расчете на прочность надземных зигзагообразных участков трубопроводов выявлен ряд существенных недостатков, которые могут повлиять на НДС участка трубопровода, на его безопасную эксплуатацию, на срок службы и ресурс (Рисунок 1.7).



Рисунок 1.7 – Недостатки существующих методов расчета на прочность зигзагообразных участков трубопроводов

Относительно к зигзагообразным участкам надземных трубопроводов, авторы работ [19] указывают наиболее применяемые на практике конструктивные параметры такого перехода (Рисунок 1.8).

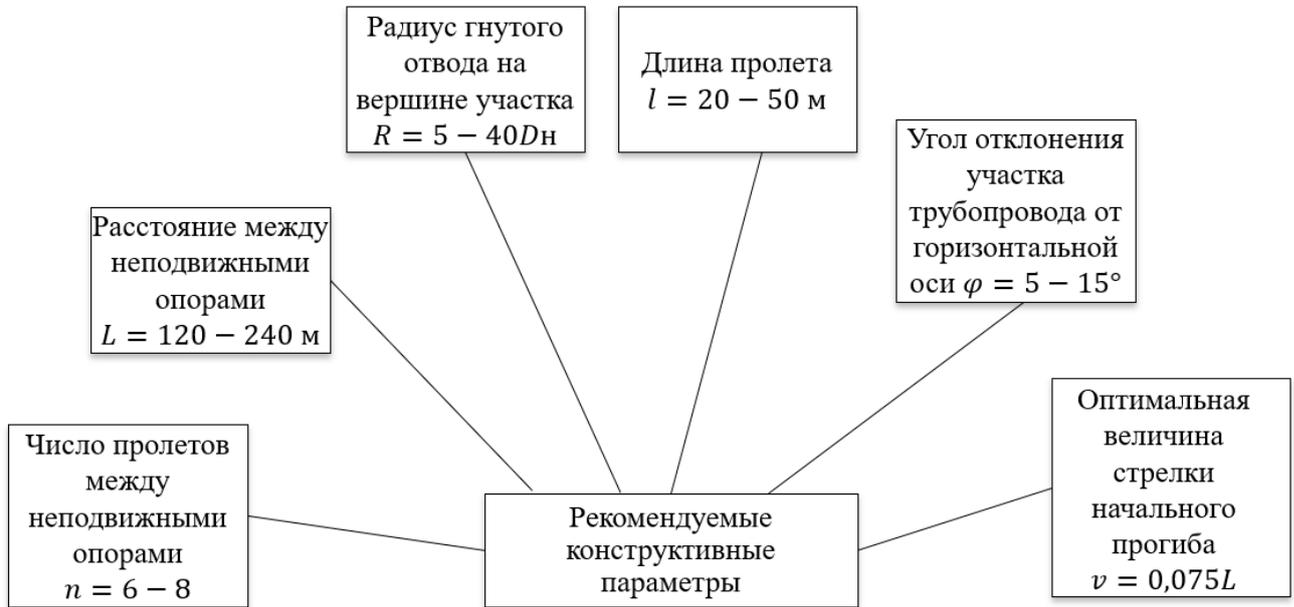


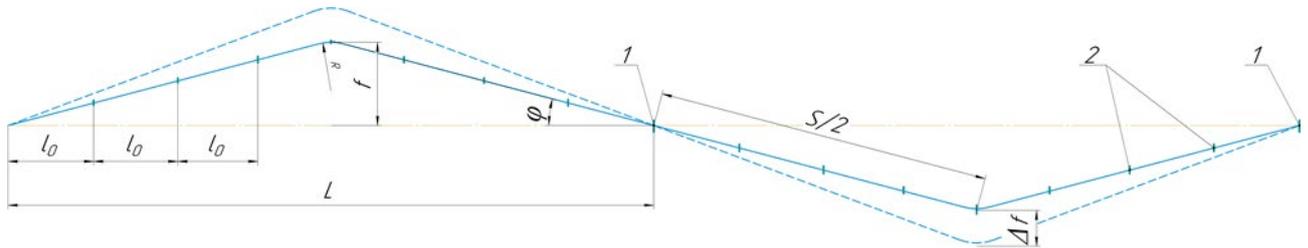
Рисунок 1.8 – Рекомендуемые конструктивные параметры надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода

Для определения количественного влияния коэффициента трения трубопровода на опорах  $f_T$  и радиуса кривизны гнutoго отвода  $R$  на вершине проведена серия расчетов с возможными вариантами изменения геометрических характеристик и эксплуатационных параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода для следующих исходных данных:

- магистральный нефтепровод из стали марки 09Г2С диаметром 1020 мм с толщиной стенки 20 мм, рабочим давлением 6 МПа, температурным перепадом  $30^\circ\text{C}$ , уложенным зигзагообразно с расстоянием между неподвижными опорами в 240 м;

- магистральный нефтепровод из стали марки 09Г2С диаметром 720 мм с толщиной стенки 12 мм, рабочим давлением 5 МПа, температурным перепадом

30°C, уложенным зигзагообразно с расстоянием между неподвижными опорами в 240 м (Рисунок 1.9).



1 – неподвижная опора; 2 – подвижная опора;  $L$  – расстояние между неподвижными опорами;  $l_0$  – расстояние между опорами;  $S$  – длина трубопровода между неподвижными опорами;  $f$  – вылет;  $\Delta f$  – изгиб под действием эксплуатационных нагрузок;  $\varphi$  – угол отклонения трубопровода от горизонтальной оси трассы

Рисунок 1.9 – Схема зигзагообразного участка надземного трубопровода

Для решения поставленной задачи использовалась компьютерная программа Старт-Проф 4.85 R1, учитывающая вышеуказанные влияющие на напряженно-деформированное состояние параметры. Данную программу рекомендуют в нормативном документе [97], как имеющую успешный опыт использования в проектировании магистральных трубопроводов.

Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода произведен для положительного температурного перепада  $\Delta t$  как для наиболее реализуемого случая эксплуатации.

Расчет производился с учетом требований нормативного документа [90] (Рисунок 1.10).

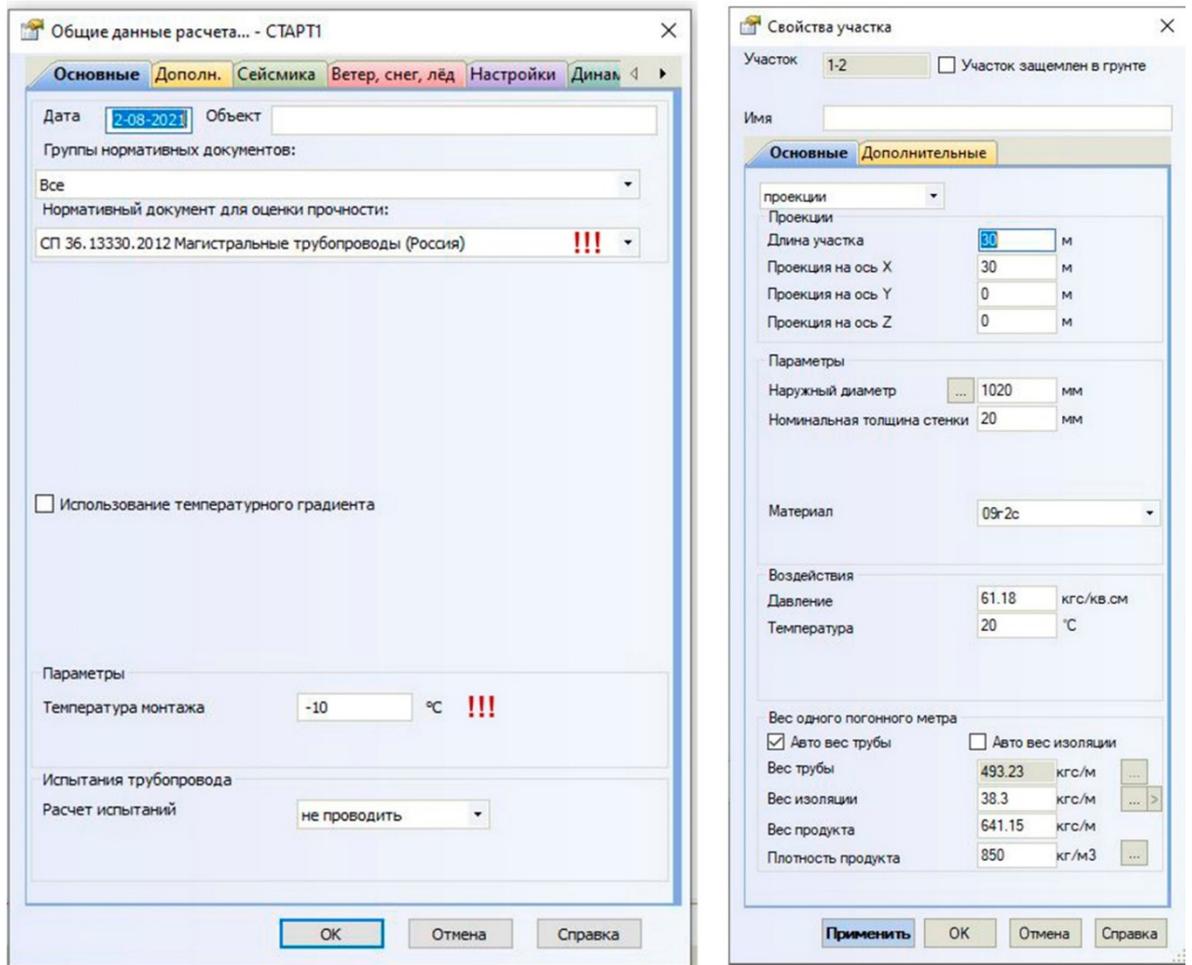


Рисунок 1.10 – Окно программы с заданием исходных данных

По результатам расчета заданной полуволны змейки без учета трения трубопровода на опорах получено, что изгиб составил  $\Delta f = 0,463$  м, а максимальные продольные напряжения составили  $\sigma_{пр} = 149,5$  МПа, что удовлетворяет условию прочности (1.3) по нормативному документу [90]:

$$|\sigma_{пр}| \leq \psi_2 \cdot R_2, \quad (1.3)$$

где  $\psi_2$  – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб;

$R_2$  – расчетное сопротивление растяжению (сжатию);

$\sigma_{пр}$  – максимальные продольные напряжения в трубопроводе от расчетных нагрузок и воздействий, МПа, величина которых определяется в соответствии с общими правилами строительной механики, при этом трубопровод рассматривается как прямолинейный или криволинейный стержень.

Далее выполнено построение расчетной модели (Рисунок 1.11) с учетом коэффициента трения на опорах, величина которого составляет  $f_T = 0,3$ , и радиуса изгиба гнutoго отвода  $R = 40,8$  м (Рисунок 1.12).

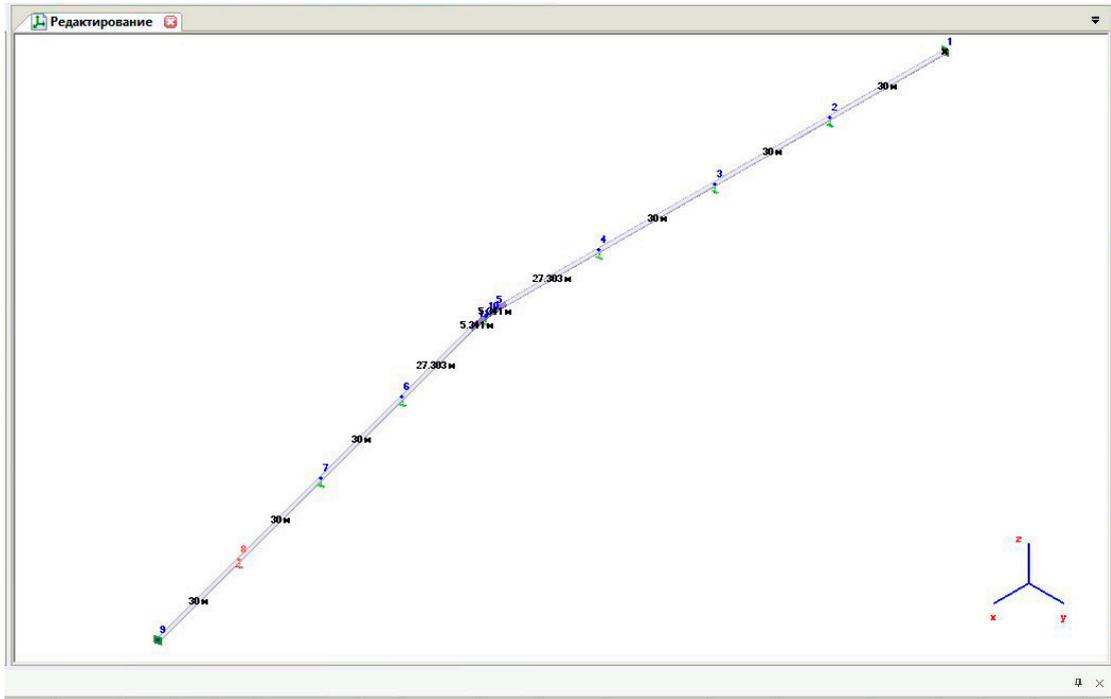


Рисунок 1.11 – Модель зигзагообразного участка трубопровода

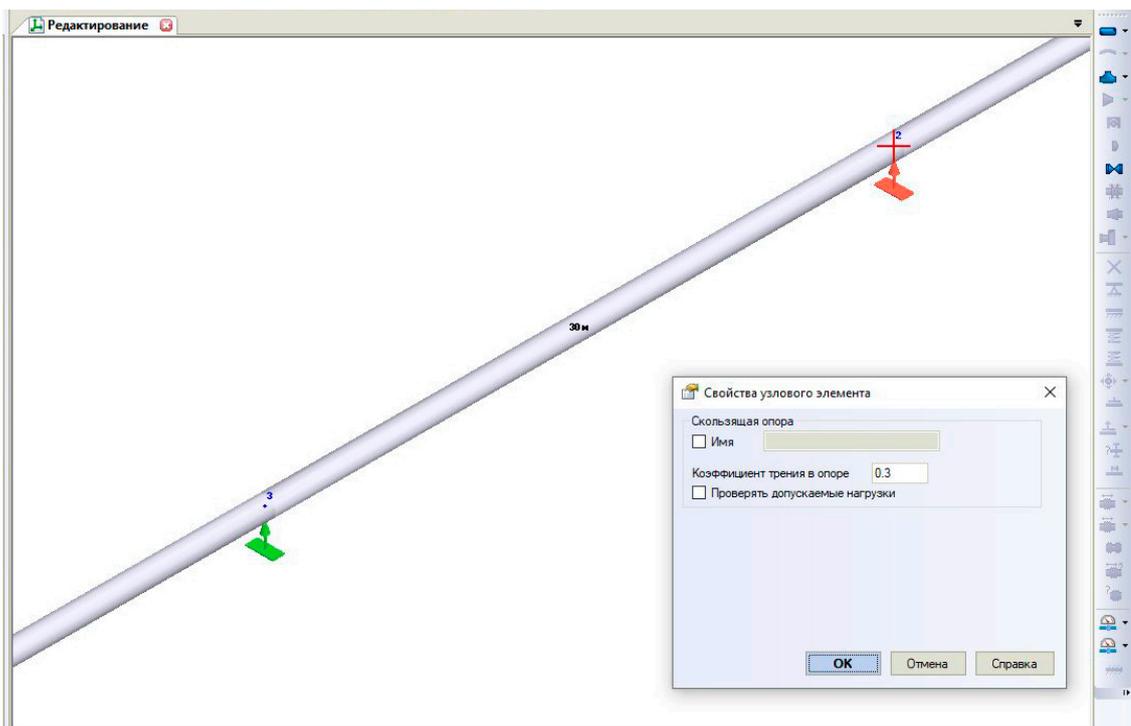


Рисунок 1.12 – Расстановка опор с коэффициентом трения  $f_T = 0,3$

Задав все необходимые параметры, нажимаем вкладку «Расчет». Затем во вкладке «Результаты» можно посмотреть все необходимые расчетные параметры (Рисунок 1.13).

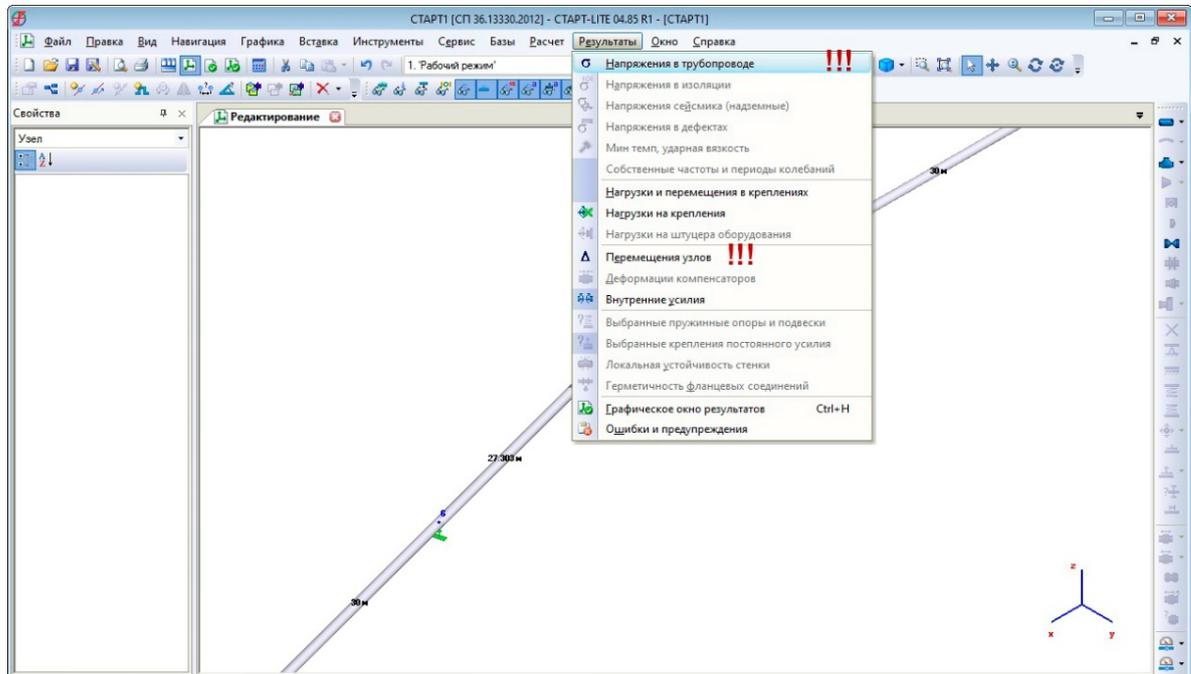


Рисунок 1.13 – Окно вывода результатов расчета

Результаты расчетов с возможными вариантами изменения геометрических характеристик и эксплуатационных параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода приведены на Рисунках 1.14, 1.15.

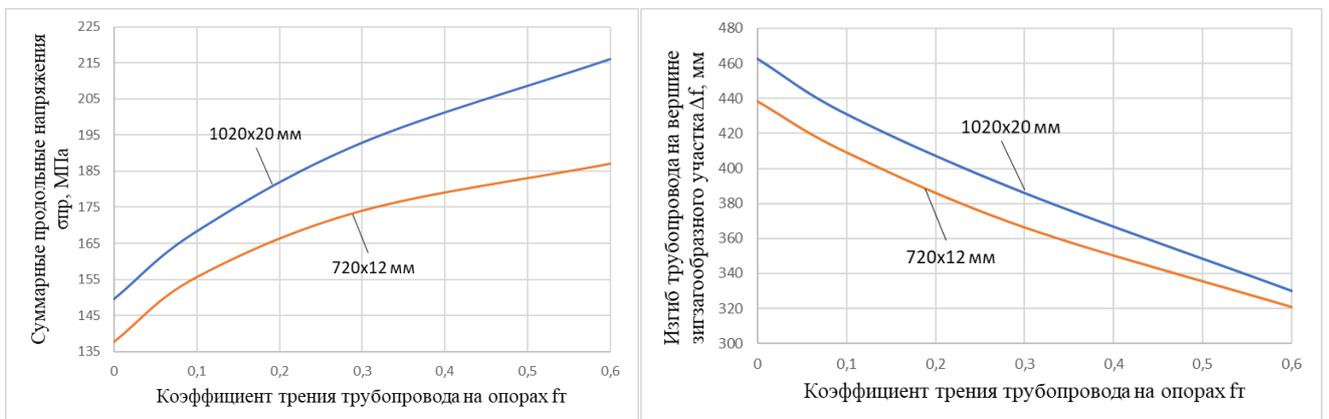


Рисунок 1.14 – Графики зависимости суммарных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  и изгиба трубопровода  $\Delta f$  от коэффициента трения на опорах  $f_T$

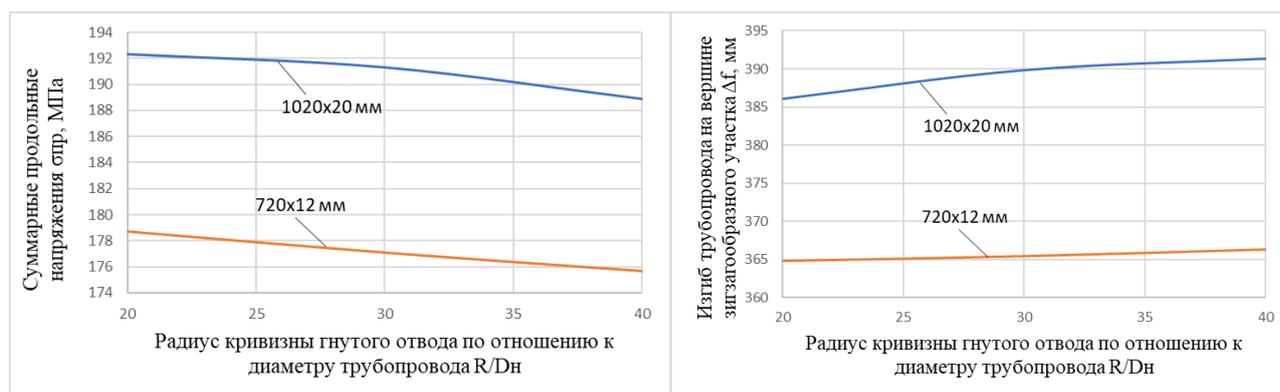


Рисунок 1.15 – Графики зависимости суммарных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  и изгиба трубопровода  $\Delta f$  от радиуса кривизны гнutoго отвода  $R$  на вершине зигзагообразного участка

Анализ полученных результатов показывает, что при увеличении коэффициента трения  $f_T$  трубопровода на опорах от 0 до 0,6 значение максимальных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  на вершине зигзагообразного участка увеличивается в среднем в 1,41 раза. При этом значение изгиба  $\Delta f$  на вершине угла зигзагообразного участка трубопровода под действием продольных усилий от температурного перепада и внутреннего давления уменьшается в 1,4 раза.

Изменение радиуса кривизны гнutoго отвода  $R$  на вершине зигзагообразного участка трубопровода также влияет на величину суммарных продольных напряжений и перемещений в трубопроводе, причем с увеличением радиуса гнutoго отвода суммарные продольные напряжения уменьшаются, а изгиб увеличивается в незначительных пределах, порядка 1-2%.

Из анализа результатов расчета установлено, что параметры, неучтенные в существующих методиках расчета зигзагообразных трубопроводов на прочность (коэффициент трения на опорах и радиус гнutoго отвода на вершине) оказывают существенное влияние на величину напряжений и перемещений в самом опасном сечении – на вершине угла поворота участка трубопровода.

В связи с этим в данной диссертационной работе поставлены следующие задачи:

1. Анализ существующих методик расчета напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода с учетом действительных условий их строительства и эксплуатации.

2. Разработка методики расчета параметров напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода с учетом усилия трения на опорах, радиуса гнутого отвода и вертикальных перемещений между опорами расчетно-экспериментальными исследованиями.

3. Разработка способа корректировки напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода с помощью применения усовершенствованной конструкции опорных частей.

4. Определение способов повышения прочности надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов исходя из условий их проектирования, строительства и эксплуатации.

### **Выводы по главе 1**

1. Обзор нормативно-технической документации и научных трудов, посвященных проектированию и строительству надземных участков трубопроводов показал, что вопросы напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода и, как следствие, обеспечение их прочности во время эксплуатации решены не в полной мере.

2. Установлены основные недостатки существующих методов расчета надземных участков трубопроводов на прочность, не отражающих действительные условия строительства и эксплуатации данных участков, но существенно влияющих на его напряженно-деформированное состояние.

3. Установлено, что для обеспечения прочности надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов необходимо совершенствование существующих методов расчета с учетом следующих конструктивных и эксплуатационных параметров: усилия трения на опорах,

радиуса гнутого отвода на вершине угла поворота, вертикальных перемещений между опорами.

## ГЛАВА 2 ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНОГО ЗИГЗАГООБРАЗНО УЛОЖЕННОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА НА ОПОРАХ

### 2.1 Общие положения

На основе теоретических исследований получим аналитические зависимости перемещений трубопровода и напряжений от конструктивных особенностей трубопровода, которые позволят принимать технические решения, приемлемые с точки зрения прочности и безопасности эксплуатации [11, 40, 41, 64, 65, 68, 85].

Прочность труб и надежность эксплуатации магистральных нефте- и газопроводов достигается соблюдением требований СП 36.13330.2012 [90] и СП 86.13330.2014 [91] при проектировании и строительстве.

С целью повышения безопасности эксплуатации и ресурса конструкции необходимо обеспечить минимальное напряжение в несущих конструкциях при заданных нагрузках [19, 47, 48, 64, 99, 113]. Для этого необходимо исследовать напряженно-деформированное состояние конструкции с учетом влияния его геометрических характеристик и эксплуатационных параметров и на основе исследований принимать конструктивные решения.

На основе изучения перемещений участков действующих трубопроводов с углом поворота под воздействием положительного температурного перепада и рабочего давления, и анализа научно-технической литературы по напряженно-деформированному состоянию трубопроводов с углом поворота можно заключить, что в этих условиях трубопровод перемещается в поперечном (изгиб трубы) и продольном направлениях [1, 8, 34, 44, 45, 63, 66, 67, 77, 92-95, 112]. При этом, наибольший изгиб, перпендикулярный продольной оси трубы, возникает на вершине угла поворота. Наибольший изгибающий момент также возникает на вершине угла поворота. Изгиб трубопровода с продольно-поперечными перемещениями происходит под действием продольного сжимающего усилия, возникающего из-за воздействия положительного температурного перепада и

рабочего давления. Изгибу с перемещениями оказывает сопротивление усилие жесткости трубы на изгиб и силы сопротивления продольному и поперечному перемещениям контактирующей с трубопроводом поверхности, например, силы трения на опорах надземного трубопровода. В зависимости от соотношения сил, стремящихся перемещать трубу и сил, препятствующих перемещениям, возникают разные значения указанных перемещений. В связи с этим поперечные перемещения могут быть на таком по протяженности участке, которая меньше расстояния между неподвижными опорами. Такие перемещения происходят при небольшом положительном перепаде и высоких значений сил трения трубы на опорах. При значительном положительном температурном перепаде изгиб (поперечные перемещения) трубопровода происходят на всем участке между неподвижными опорами.

Расчет геометрических параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода (вылет  $f$ , длины трубопровода между неподвижными опорами  $S$ , расстояния между опорами  $l_0$ , числа пролетов между неподвижными опорами  $n$ ), а также параметров напряженно-деформированного состояния (изгиба  $\Delta f$  и максимальных суммарных продольных напряжений  $\sigma_{пр}$  в вершине змейки) приводится в работах [19, 37, 49, 74]. Однако эти расчеты справедливы только для случаев, когда перемещениям трубопровода не оказываются сопротивления со стороны сил трения, когда как в трубопроводах такое сопротивление их перемещениям всегда присутствует.

Существующие методики расчета надземных зигзагообразных участков трубопроводов не учитывают такие факторы, как усилие трения трубопровода на опорах и значение радиуса кривизны гнутого отвода на вершине змейки, которые существенно влияют на напряженно-деформированное состояние (НДС) трубопровода во время его эксплуатации [12-15, 52, 53, 57, 105, 109].

Кроме того, надземный участок трубопровода на опорах во время эксплуатации под воздействием внутреннего давления продукта и положительного температурного перепада изгибается не только в горизонтальной, но и в

вертикальной плоскостях. Следовательно, необходимо определить величину и влияние вертикального прогиба на общую картину напряженно-деформированного состояния зигзагообразного участка надземного трубопровода во время его эксплуатации.

Также следуя рекомендациям работы [6], необходимо установить влияние изменения коэффициента трения на вершине угла поворота зигзагообразного участка трубопровода при неизменных значениях на всех остальных опорах на его напряженно-деформированное состояние.

Рекомендуемая нормативно-техническими документами и научными работами величина пролетов  $l_0$  для газопроводов составляет 30-50 м, для нефте- и продуктопроводов 20-40 м [19, 90]. Рекомендуемое число пролетов  $n$  между неподвижными опорами принимается равным от 6-8 с расстоянием между неподвижными опорами, составляющим 120-240 м, исходя из величины перемещений трубопровода на опорах. На вершине угла поворота зигзагообразного участка трубопровода рекомендуется устанавливать колена холодного гнутья радиусом от 5 до 40 диаметров труб [19, 90].

В связи с этим для дальнейших исследований принимается максимальное из практики количество пролетов между неподвижными опорами зигзагообразного участка, равное  $n = 8$ .

Кроме того, представляет интерес влияние угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси и протяженности трубопровода между неподвижными опорами на уровень напряжений в условиях воздействия высокого положительного температурного перепада.

Из практики строительства магистральных трубопроводов следует отметить, что трубопровод может эксплуатироваться как при небольших значениях положительного температурного перепада (нормальные условия строительства), так и в сложных условиях строительства, где положительный температурный перепад может достигать  $\Delta t = 60^\circ\text{C}$  и более. В этой связи расчетные схемы для определения напряжений и перемещений будут отличаться.

Из анализа напряженно-деформированного состояния необходимо определить величину максимальных продольных сжимающих напряжений и перемещений, с помощью которых адекватно можно оценить прочность данного участка трубопровода.

## 2.2 Расчет при равном коэффициенте трения на всех опорах

Проводится исследование надземного зигзагообразного участка трубопровода между двумя неподвижными опорами. На этих опорах трубопровод жестко заземлен от продольных и поперечных перемещений. Между неподвижными опорами имеются опоры, в которых трубопровод имеет возможность продольного и поперечного перемещения. При этом между перемещающейся поверхностью контакта трубы и неподвижной площадью контакта опоры действует сила трения. Эта сила может быть вычислена по формуле

$$P = q \cdot l_0 \cdot f_T, \quad (2.1)$$

где  $(q \cdot l_0)$  представляет собой нормальную силу, действующую между контактирующими поверхностями;

$q$  – вес трубопровода единичной длины, включающий вес металла труб, изоляции и перекачиваемого продукта;

$f_T$  – коэффициент трения между поверхностями;

$l_0$  – расстояние между опорами.

Соединение труб на вершине угла поворота конструктивно выполнено с применением гнutoго отвода радиусом кривизны  $R$ . Вершина угла поворота участка трубопровода перемещается только перпендикулярно продольной оси трубопровода.

Трубопровод находится под воздействием положительного температурного перепада  $\Delta t$  и давления в полости трубопровода  $p$ . Под воздействием этого усилия, определяемого по формуле [90],

$$N_0 = F \cdot (0,2\sigma_{кц} + \alpha_T \cdot E \cdot \Delta t), \quad (2.2)$$

происходит изгиб трубопровода в горизонтальной плоскости.

Здесь  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения в стенке трубы от расчетного внутреннего давления;  $F$  – площадь поперечного сечения трубы;  $\alpha_T$  – коэффициент линейного расширения металла трубы;  $E$  – модуль упругости металла трубы.

Изгибу трубопровода с продольными и поперечными его перемещениями оказывает сопротивление жесткость трубы на изгиб  $EI$ , а также силы трения на опорах. В процессе перемещения трубопровода продольное усилие  $N_0$  снижается до равновесного  $N$ .

Рассматривается расчетная схема, при которой коэффициенты трения на всех опорах равны между собой и длина изогнутого участка составляет не более расстояния между неподвижными опорами  $l \leq n \cdot l_0$  (Рисунок 2.1).

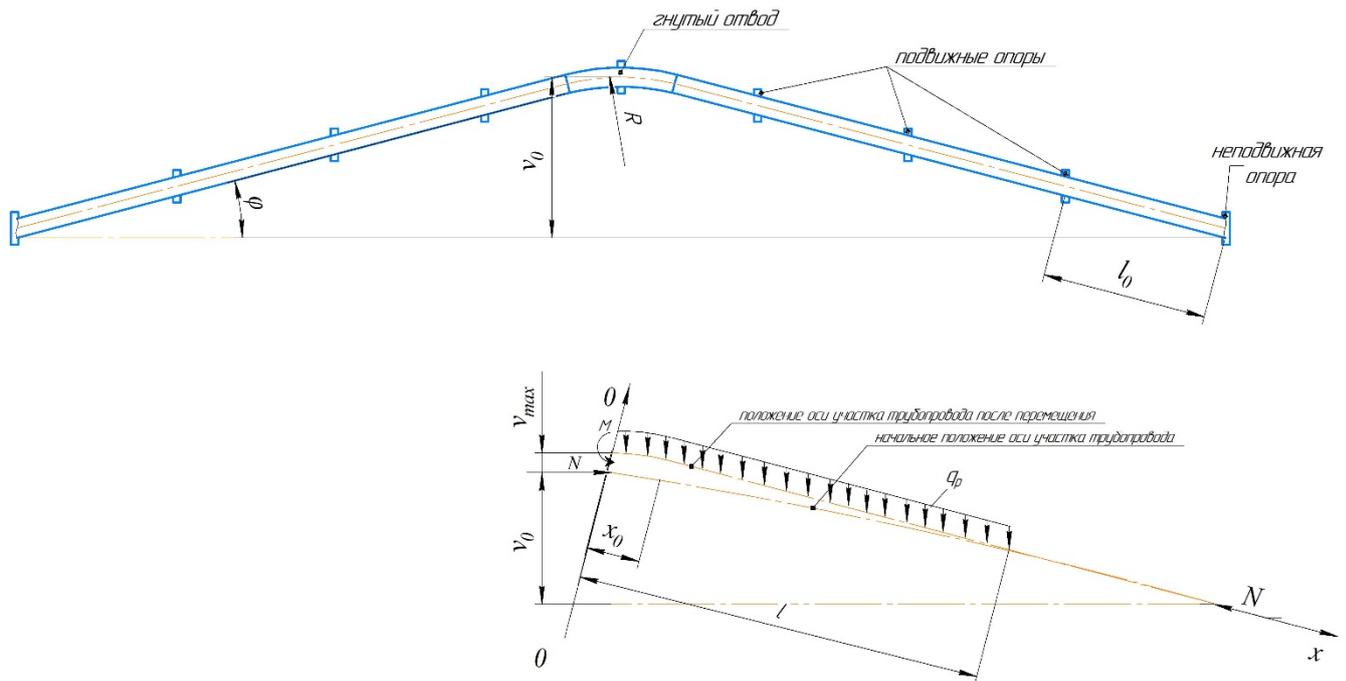


Рисунок 2.1 – Расчетная схема зигзагообразного участка надземного трубопровода в горизонтальной плоскости между неподвижными опорами

Дифференциальное уравнение изгиба трубопровода с учетом сил сопротивления поперечным перемещениям трубы  $q_p$  записывается в виде

$$EIv^{IV} + Nv^{II} = -q_p + Nv_0^{II}, \quad (2.3)$$

где  $v$  – изгиб (поперечное перемещение) трубопровода под действием продольного сжимающего усилия;

$I$  – осевой момент инерции поперечного сечения трубы;

$q_p = \frac{P}{l_0} = qf_T$  – сопротивление поперечным горизонтальным перемещениям

трубы единичной длины;

$v_0^{II}$  – начальная кривизна гнutoго отвода, равная  $-\frac{1}{R}$ .

Следуя рекомендациям работы [6], общее решение дифференциального уравнения (2.3) на участке  $0 < x \leq x_0$  записывается так

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{m^2 x^2}{2k^2} + \frac{x^2}{2R}. \quad (2.4)$$

На всей длине изогнутого участка имеем

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{m^2 x^2}{2k^2} + \frac{x^2}{2R} - \frac{(x-x_0)^2}{2R} + \frac{1}{Rk^2} - \frac{\cos k(x-x_0)}{Rk^2}. \quad (2.5)$$

В выражениях (2.4) и (2.5) обозначены:  $x_0 = R \cdot \operatorname{tg} \varphi$ ;  $\varphi$  – угол между продольной осью трубопровода и прямой, соединяющей неподвижные опоры;  $C_2, C_4$  – параметры, определяемые на основе граничных условий изгиба трубопровода;  $k = \sqrt{\frac{N}{EI}}$ ;  $m^2 = \frac{q_p}{EI}$ .

В наших исследованиях  $n$  – количество участков протяженностью  $l_0$  между неподвижной опорой и вершиной угла поворота.

Граничные условия приняты в виде:

$$x = l; v = 0; v^I = 0; v^{II} = 0. \quad (2.6)$$

Первые и вторые производные от изгиба  $v$  по (2.4) будут

$$v^I = -kC_2 \sin kx - \frac{m^2 x}{k^2} + \frac{x}{R}, \quad (2.7)$$

$$v^{II} = -k^2 C_2 \cos kx - \frac{m^2}{k^2} + \frac{1}{R}. \quad (2.8)$$

По (2.5) будет

$$v^I = -kC_2 \sin kx - \frac{m^2 x}{k^2} + \frac{x}{R} - \frac{(x-x_0)}{R} + \frac{\sin k(x-x_0)}{Rk}, \quad (2.9)$$

$$v^{II} = -k^2 C_2 \cos kx - \frac{m^2}{k^2} + \frac{1}{R} - \frac{1}{R} + \frac{\cos k(x-x_0)}{R}. \quad (2.10)$$

Используя граничные условия (2.6), получены следующие результаты.

При  $x = l$  по (2.10) имеем

$$C_2 = \frac{1}{k^2 \cos a} \cdot \frac{\cos(a-a_0)}{R} - \frac{m^2}{k^4 \cos a}, \quad (2.11)$$

где  $a = kl$  и  $a_0 = kx_0$ .

При  $x = l$  значение  $v^I = 0$  и по (2.9) получено

$$\alpha = \frac{a_0(a \cos a - \sin a)}{a_0 \cos a - \sin a_0}, \quad (2.12)$$

$$\text{где } \alpha = \frac{k^3 \operatorname{tg} \varphi}{m^2} \text{ и } k = \sqrt[3]{\frac{\alpha q_p}{EI \operatorname{tg} \varphi}}. \quad (2.13)$$

Выражение (2.12) устанавливает для конкретного надземного трубопровода с параметрами  $\varphi$ ,  $q_p$ ,  $EI$  зависимость между безразмерными параметрами  $a$  и  $a_0$  и продольным усилием  $N$  с учетом того, что  $k^3 = \frac{N}{EI} \sqrt{\frac{N}{EI}}$ .

Условие при  $x = l$  изгиб  $v = 0$  позволяет найти параметр  $C_4$ :

$$C_4 = \frac{m^2}{k^4} \left\{ 1 + \frac{a^2}{2} + \alpha \left[ 0,5a_0 - a - \frac{1}{a_0} \right] \right\}. \quad (2.14)$$

Тогда с учетом того, что по (2.4) имеем  $v_{max} = C_2 + C_4$ , получено

$$v_{max} = \frac{m^2}{k^4} \left[ \frac{\cos(a-a_0) \cdot k^4 \operatorname{tg} \varphi}{k^2 x_0 m^2 \cos a} - \frac{1}{\cos a} + 1 + \frac{a^2}{2} + \alpha \left( 0,5a_0 - a - \frac{1}{a_0} \right) \right]. \quad (2.15)$$

Преобразуя последнее выражение для удобства анализа запишем для максимального изгиба трубопровода на вершине угла поворота

$$v_{max} = \bar{v}_0 \cdot \sqrt[3]{\frac{EI}{q_p} \cdot \operatorname{tg}^4 \varphi}, \quad (2.16)$$

$$\text{где } \bar{v}_0 = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha}} \left[ \frac{\cos(a-a_0)}{a_0 \cos a} - a + 0,5a_0 - \frac{1}{a_0} + \frac{1}{\alpha} \left( 1 - \frac{1}{\cos a} + 0,5a^2 \right) \right]. \quad (2.17)$$

Получим выражение для вычисления изгибающего момента на вершине угла поворота надземного трубопровода, используя выражение (2.8) при  $x = 0$ :

$$v^{II} = -k^2 C_2 - \frac{m^2}{k^2} + \frac{1}{R} = -\frac{\cos(a-a_0)}{R \cos a} + \frac{m^2}{k^2 \cos a} - \frac{m^2}{k^2} + \frac{1}{R} = \frac{m^2}{k^2} \left[ \frac{1}{\cos a} - 1 + \frac{\operatorname{tg} \varphi \cdot k^3}{kx_0 m^2} - \frac{\operatorname{tg} \varphi \cdot k^3 \cdot \cos(a-a_0)}{kx_0 m^2 \cos a} \right] = \frac{m^2}{k^2} \left\{ \frac{1}{\cos a} - 1 + \alpha \left[ \frac{1}{a_0} - \frac{\cos(a-a_0)}{a_0 \cos a} \right] \right\}. \quad (2.18)$$

С учетом  $M = -v^{II} EI$  и из (2.13)  $k = \sqrt[3]{\frac{\alpha m^2}{\operatorname{tg} \varphi}}$  преобразуя (2.17), получено

$$M = \bar{M} \sqrt[3]{q_p (EI \operatorname{tg} \varphi)^2}, \quad (2.19)$$

$$\text{где } \bar{M} = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha}} \left\{ 1 - \frac{1}{\cos a} - \frac{\alpha}{a_0} \left[ 1 - \frac{\cos(a-a_0)}{\cos a} \right] \right\}. \quad (2.20)$$

Преобразуя выражение (2.13) с учетом  $k^2 = \frac{N}{EI}$ , для вычисления усилия  $N$  получено

$$N = \bar{N} \sqrt[3]{EI \left( \frac{q_p}{\operatorname{tg} \varphi} \right)^2}, \quad (2.21)$$

$$\text{где } \bar{N} = \sqrt[3]{\alpha^2}. \quad (2.22)$$

Безразмерный параметр  $a_0$  радиуса  $R$  через принятые нами параметры для удобства анализа влияния  $R$  на напряжения и перемещения трубопровода принят в виде

$$a_0 = kx_0 = kR \operatorname{tg} \varphi = R \sqrt[3]{\frac{\alpha q_p \operatorname{tg}^2 \varphi}{EI}}. \quad (2.23)$$

Протяженность изогнутого участка трубопровода под действием усилий от  $\Delta t$  и  $p$  в одну сторону от вершины угла поворота вычисляется по формуле

$$l = \frac{a}{k} = \bar{l} \cdot \sqrt[3]{\frac{EI}{q_p} \operatorname{tg} \varphi}, \quad (2.24)$$

$$\text{где } \bar{l} = \frac{a}{\sqrt[3]{\alpha}}. \quad (2.25)$$

Параметры напряженно-деформированного состояния исследуемого участка трубопровода зависят от количества участков между неподвижными опорами  $n$  и расстояния между опорами  $l_0$ .

Для исследуемой расчетной схемы надземного трубопровода между неподвижными опорами имеются восемь участков протяженностью  $l_0$  каждого участка. С учетом силы сопротивления одной опоры  $P = q \cdot l_0 \cdot f_T$  продольному перемещению трубопровода для участка между неподвижной опорой и вершиной угла поворота суммарное сопротивление продольному перемещению будет равно сопротивлению трех опор и плюс половина усилия опоры на вершине угла. Вторая половина участвует при деформации прилегающего участка. Таким образом суммарное сопротивление будет равно  $3,5 \cdot P$ . В трубопроводе в равновесном его состоянии после перемещений будет действовать продольное усилие  $N$ . Таким

образом изменение продольного усилия в результате перемещений составит величину  $N_0 - N - 3,5P$ . В результате такого изменения (снижения) продольного усилия происходит продольное перемещение (удлинение) трубопровода, определяемое по формуле (2.26) с учетом рекомендаций работ [6, 26, 113]:

$$u = \frac{(N_0 - N - 3,5P)l_p}{EF}, \quad (2.26)$$

где  $l_p$  – протяженность участка трубопровода, участвующая в продольном перемещении, и для исследуемой расчетной схемы  $l_p = 4l_0$ .

Указанное удлинение  $u$  может быть вычислено также путем расчета удлинений вследствие искривления прямолинейного трубопровода при его перемещениях под действием веса трубопровода совместно с продольным сжимающим усилием [6, 26]. Таким образом

$$u = v_{max}tg\varphi + \frac{\pi^2 v_{max}^2}{16l} + \frac{\pi^2 v_0^2}{l_0}. \quad (2.27)$$

Тогда имеем

$$\frac{(N_0 - N - 3,5P)l_p}{EF} = v_{max}tg\varphi + \frac{\pi^2 v_{max}^2}{16l} + \frac{\pi^2 v_0^2}{l_0}.$$

Преобразуем последнее выражение с целью получения зависимости параметра  $a$  от начального сжимающего усилия  $N_0$ . Запишем это уравнение в виде

$$N_0 - N - 3,5P - \frac{EF}{l_p} \left( v_{max}tg\varphi + \frac{\pi^2 v_{max}^2}{16l} + \frac{\pi^2 v_0^2}{l_0} \right) = 0. \quad (2.28)$$

С учетом (2.21), (2.22) и умножением уравнения (2.28) на  $\sqrt[3]{EI \left( \frac{q_p}{tg\varphi} \right)^2}$  и получим

$$\bar{N}_0 - \sqrt[3]{\alpha^2} - 3,5\bar{P} - Z\bar{v}_0 \left[ 1 + \frac{\sqrt[3]{\alpha}}{a} \left( \frac{\pi}{4} \right)^2 \bar{v}_0 \right] - K_1 \bar{v}_1^2 = 0, \quad (2.29)$$

где  $\bar{N}_0 = N_0 \sqrt[3]{\frac{1}{EI} \left( \frac{tg\varphi}{q_p} \right)^2}$ ;  $\bar{P} = P \sqrt[3]{\frac{1}{EI} \left( \frac{tg\varphi}{q_p} \right)^2}$ ;  $Z = \frac{EFtg^3\varphi}{4P}$ ;

$K_1$  – комплексный безразмерный параметр, величина которого устанавливается далее по формуле (2.115).

В результате получена зависимость  $a$  от  $\bar{N}_0$  в безразмерных параметрах, которая позволяет независимо от диаметров труб определить  $a$ . Зная  $a$ , вычисляем безразмерные параметры усилий, изгиба и напряжений по соответствующим расчетным формулам. Таким же методом получены зависимости  $a$  от  $\bar{N}_0$  для других возможных расчетных схем.

Проведем анализ выражения (2.29). В (2.29) имеется одно неизвестное – параметр  $a$ . Параметры  $\bar{N}_0, Z, P$  являются по сути исходными данными, так как они вычисляются по заданным исходным данным. Параметр  $\alpha$  вычисляется по (2.12) в зависимости от  $a$  и  $a_0$ , где  $a_0$  вычисляется в зависимости от  $a$  и  $l$ . Параметр  $l$  вычисляется по (2.24) в зависимости от  $a$ . Параметр  $\bar{v}_0$  вычисляется по (2.17) в зависимости от  $a$  и  $a_0$ . Таким образом выражение (2.29) содержит одно неизвестное  $a$ . Решая уравнение (2.29), находим неизвестный параметр  $a$ , который соответствует исходным данным:  $\Delta t, p_B, \varphi, P, E, F, I, l_0, f_T, q, R, n$ . Определение значения параметра  $a$  позволяет вычислить изгиб трубопровода под воздействием продольного сжимающего усилия и напряжений, возникающих при этом.

Полученные нами расчетные формулы безразмерных параметров изгиба  $\bar{v}_0$ , продольного усилия  $\bar{N}$  и изгибающего момента  $\bar{M}$  позволяют провести общий анализ изгиба и напряжений в стенке труб от воздействия температурного перепада и рабочего давления независимо от диаметра труб. На Рисунках 2.2-2.5 приведены зависимости  $\bar{N}, \bar{v}_0, \bar{M}, \bar{N}_0$  по формулам (2.22), (2.17), (2.20), (2.29) соответственно от параметра  $a$  при различных значениях  $a_0$ . Приведенные графики позволяют качественно оценить общий характер влияния геометрических и эксплуатационных параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода на его напряженно-деформированное состояние.

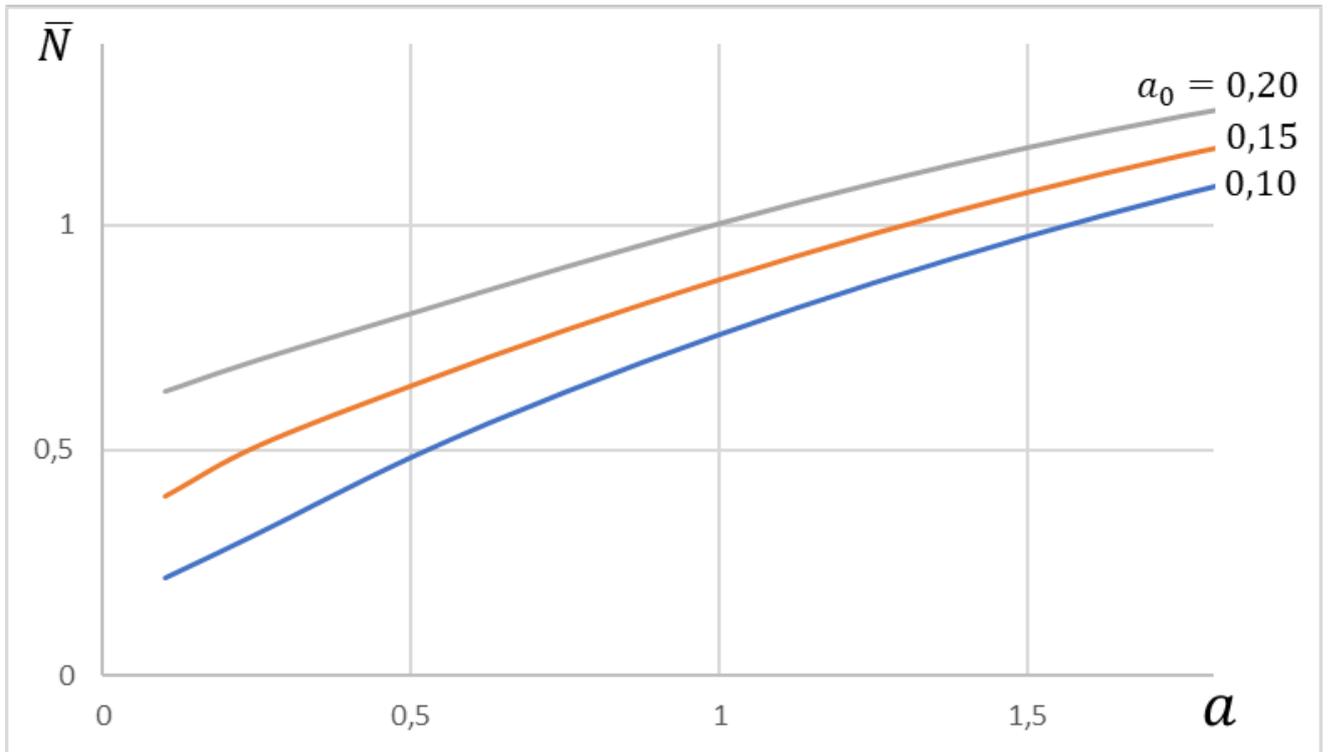


Рисунок 2.2 – Зависимость параметра продольного сжимающего усилия  $\bar{N}$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

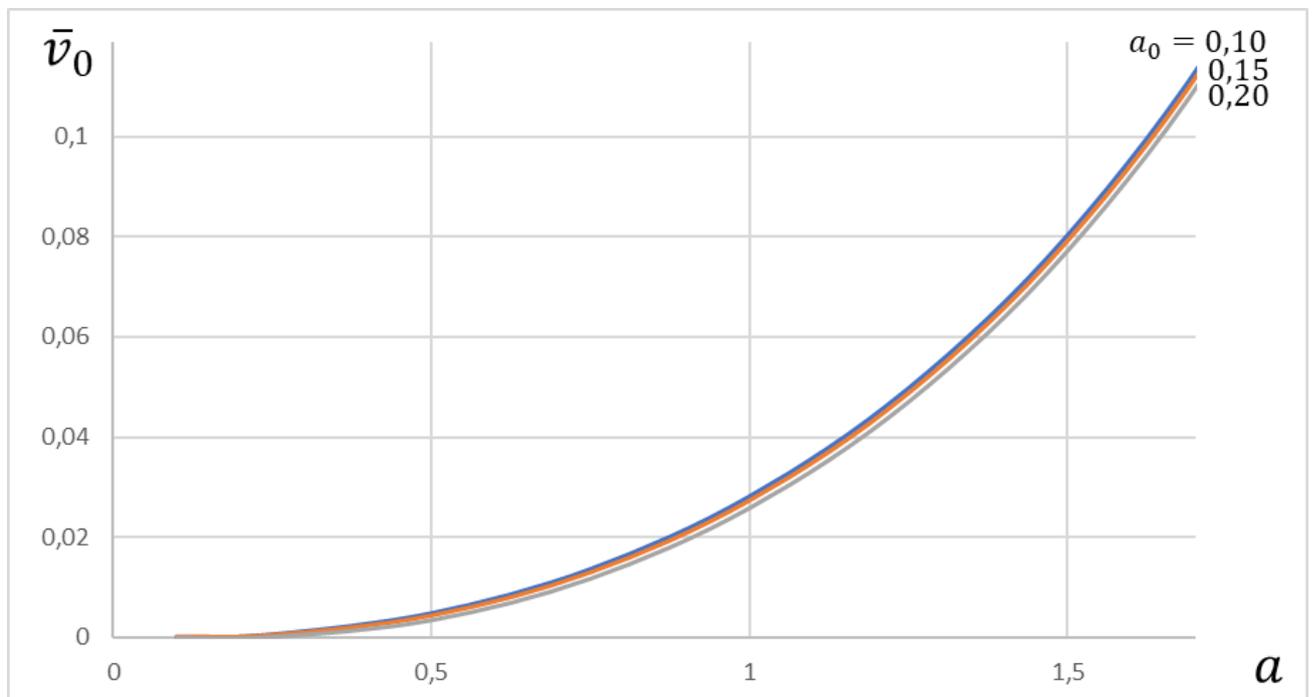


Рисунок 2.3 – Зависимость параметра изгиба  $\bar{v}_0$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

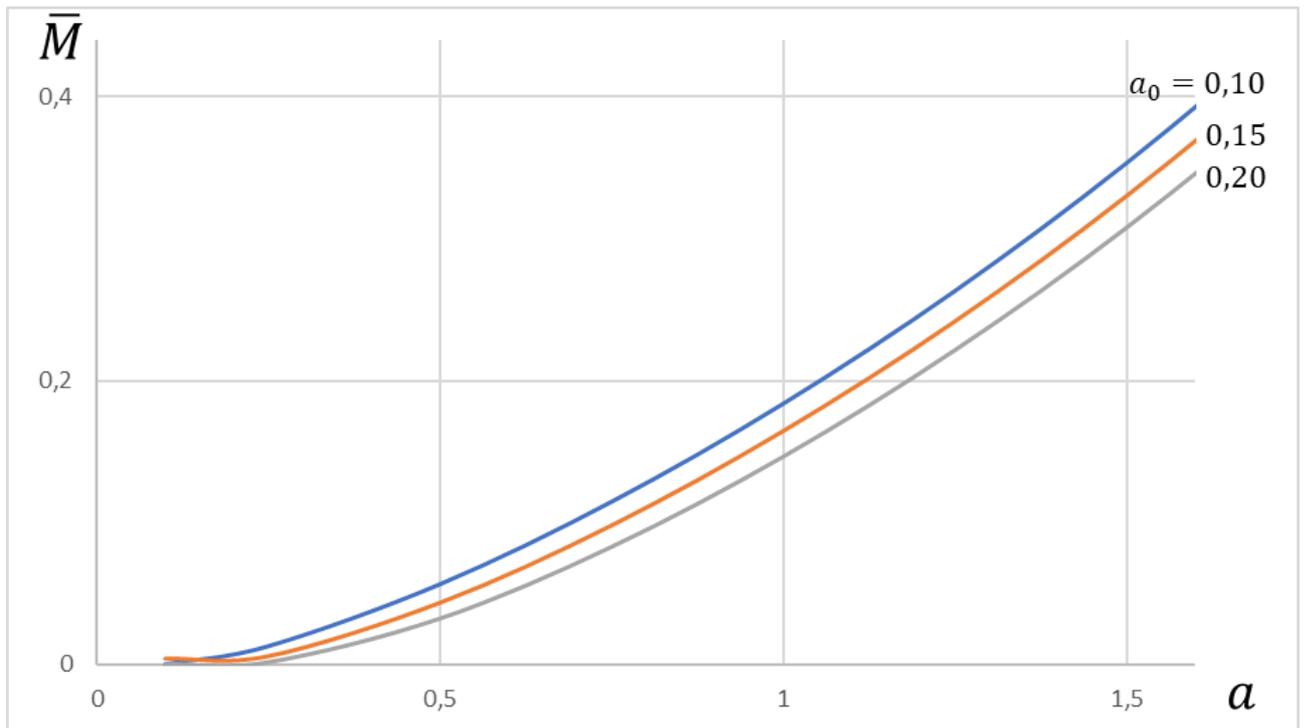


Рисунок 2.4 – Зависимость параметра изгибающего момента  $\bar{M}$  на вершине угла поворота от  $a$  при различных значениях  $a_0$

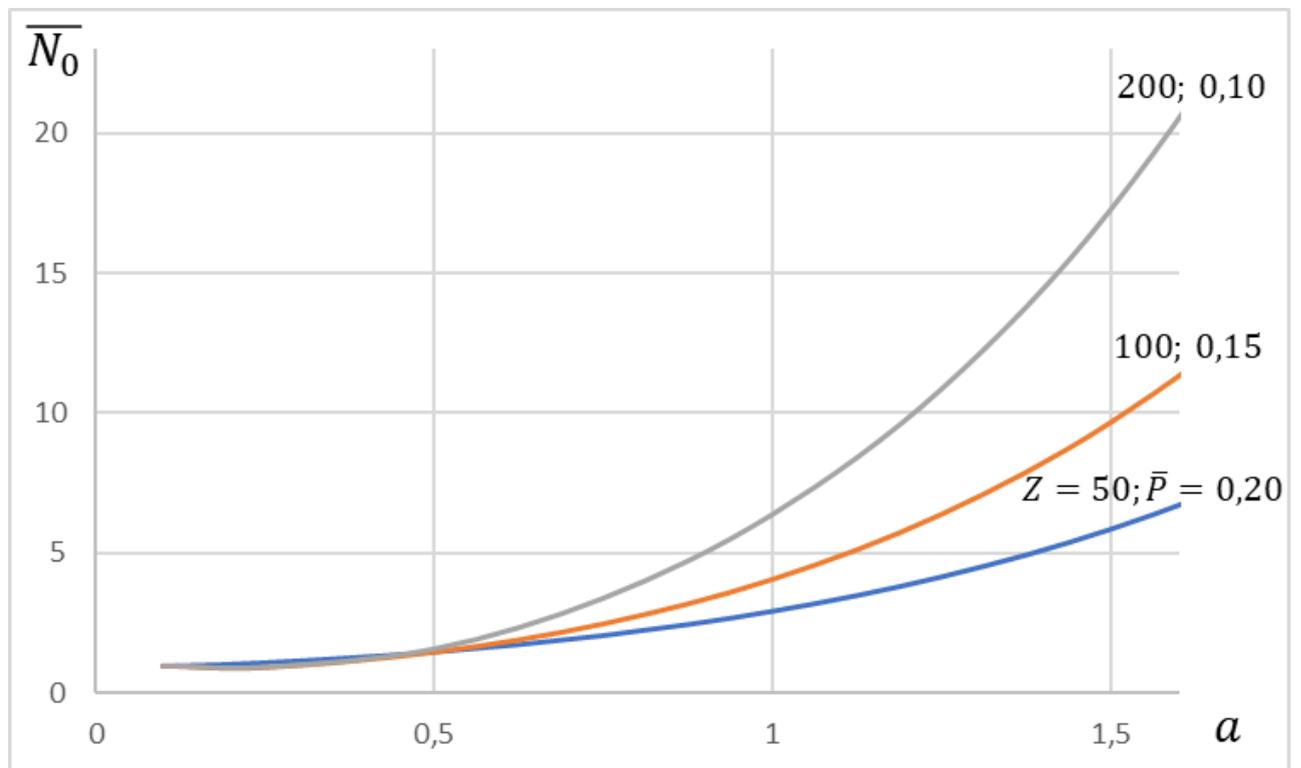


Рисунок 2.5 – Зависимость между параметрами  $\bar{N}_0$  и  $a$  при различных значениях  $Z$  и  $\bar{P}$  и при  $a_0 = 0,1$

На основе анализа зависимости между параметрами  $a$  и  $\bar{N}_0$  можно заключить, что в области принятых исходных данных увеличение  $\bar{N}_0$  приводит к монотонному увеличению  $a$ . Таким образом изменение  $a$  характеризует изменение  $\bar{N}_0$ . С учетом того, что  $\bar{N}_0$  – параметр начального продольного усилия, изменение (увеличение)  $a$  характеризует изменение (увеличение) начального усилия  $N_0$ . И поэтому зависимости  $\bar{N}$ ,  $\bar{v}_0$ ,  $\bar{M}$  от  $a$  характеризуют зависимость этих параметров от начального сжимающего усилия  $N_0$ .

### 2.3 Расчет при коэффициенте трения на опоре в вершине угла большем в два раза, чем на остальных опорах ( $f_0 = 2f_T$ )

Исследуется вариант, когда  $f_0 = 2f_T$ , где  $f_0$  – коэффициент трения на вершине угла поворота.

Дифференциальное уравнение изгиба трубопровода имеет вид (2.3). Общее решение этого уравнения на участке  $0 < x \leq x_0$  записывается так

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{2m^2 x^2}{2k^2} + \frac{x^2}{2R}. \quad (2.30)$$

Здесь  $2m^2 = \frac{q_0}{EI} = \frac{2q_p}{EI}$ , где  $q_0 = 2qf_T = 2q_p$ . На всей длине изогнутого участка при длине изогнутого участка  $l \leq nl_0$ , имеем

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{m^2 x^2}{k^2} + \frac{m^2(x-c)^2}{2k^2} - \frac{m^2}{k^4} (1 - \cos k(x-c)) + \frac{x^2}{2R} - \frac{(x-x_0)^2}{2R} + \frac{1}{Rk^2} - \frac{\cos k(x-x_0)}{Rk^2}. \quad (2.31)$$

Здесь  $c$  – протяженность участка трубопровода от вершины угла до конца участка, где коэффициент трения равен  $f_0$ .

Граничные условия имеют вид (2.6).

Производные от изгиба

$$v^I = -kC_2 \sin kx - \frac{2m^2 x}{k^2} + \frac{m^2(x-c)}{k^2} - \frac{m^2}{k^3} \sin k(x-c) + \frac{x_0}{R} + \frac{\sin k(x-x_0)}{Rk}, \quad (2.32)$$

$$v^{II} = -k^2 C_2 \cos kx - \frac{2m^2}{k^2} + \frac{m^2}{k^2} - \cos k(x-c) + \frac{\cos k(x-x_0)}{R}. \quad (2.33)$$

Используя граничные условия, получено

$$C_2 = \frac{m^2}{k^4} \cdot \frac{1}{\cos a} \left[ \frac{\alpha \cdot \cos(a-a_0)}{a_0} - 1 - \cos(a-c_0) \right], \quad (2.34)$$

$$C_4 = \frac{m^2}{k^4} \left[ 2 + 0,5a^2 + ac_0 - 0,5c_0^2 - \alpha \left( a - 0,5a_0 + \frac{1}{a_0} \right) \right]. \quad (2.35)$$

Из условия при  $x = l$  значение  $v^I = 0$  и используя (2.32), получено

$$\alpha = \frac{A}{B}, \quad (2.36)$$

$$\text{где } A = \operatorname{tga}[1 + \cos(a-c_0)] - a - c_0 - \sin(a-c_0), \quad (2.37)$$

$$B = \operatorname{tga} \frac{\cos(a-a_0)}{a_0} - \sin \frac{(a-a_0)}{a_0} - 1. \quad (2.38)$$

$$\text{Здесь } \alpha = \frac{k^3 \operatorname{tg} \varphi}{m^2}, c_0 = k \cdot c = c \cdot \sqrt[3]{\frac{\alpha q_p}{E l \operatorname{tg} \varphi}} = (0,5l_0)^3 \sqrt[3]{\frac{\alpha q_p}{E l \operatorname{tg} \varphi}}.$$

Изгиб вершины угла поворота, используя (2.30) и  $x = 0$ , вычисляется по формуле (2.16), где

$$\bar{v}_0 = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha}} \left[ \frac{\cos(a-a_0)}{a_0 \cos a} - a + 0,5a_0 - \frac{1}{a_0} + \frac{1}{\alpha} \left( 2 - \frac{1}{\cos a} + 0,5a^2 + ac_0 - 0,5c_0^2 - \frac{\cos(a-a_0)}{\cos a} \right) \right]. \quad (2.39)$$

На основе выражения для  $v^{II}$  при  $x = 0$ , которое записывается в виде

$$v^{II} = -k^2 c^2 - \frac{2m^2}{k^2} + \frac{1}{R},$$

после преобразования имеем

$$v^{II} = \frac{m^2}{k^2} \left[ -\frac{\alpha}{a_0} \cdot \frac{\cos(a-a_0)}{\cos a} + \frac{1}{\cos a} + \frac{\cos(a-c_0)}{\cos a} - 2 + \frac{\alpha}{a_0} \right].$$

Тогда изгибающий момент вычисляется по (2.19), где

$$\bar{M} = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha^2}} \left\{ 2 - \frac{1}{\cos a} - \frac{\alpha}{a_0} \left[ 1 - \frac{\cos(a-a_0)}{\cos a} \right] - \frac{\cos(a-c_0)}{\cos a} \right\}. \quad (2.40)$$

Продольное усилие  $N$  на изогнутом участке вычисляется по 2.21, где  $\bar{N}$  определяется по (2.22). Протяженность изогнутого участка в одну сторону от вершины угла поворота вычисляется по формулам (2.24) и (2.25).

Параметр гнутого отвода  $a_0$  вычисляется по (2.23). На основе положений, изложенных в разделе 2.1 данной работы, для случая, когда коэффициент трения в два раза больше на опоре в вершине угла, чем на остальных опорах, удлинение трубопровода будет равно

$$u = \frac{(N_0 - N - 4P)l_p}{EF}. \quad (2.41)$$

Удлинение трубопровода в следствие его искривления на расчетном участке вычисляется по (2.27). Приравнивая между собой удлинения трубопровода вследствие снижения продольного сжимающего усилия и из-за его искривления получено выражение

$$\bar{N}_0 - \sqrt[3]{\alpha^2} - 4P - Z \cdot \bar{v}_0 \left[ 1 + \frac{\sqrt[3]{\alpha}}{a} \left( \frac{\pi}{4} \right)^2 \cdot \bar{v}_0 \right] - K_1 \bar{v}_1^2 = 0. \quad (2.42)$$

Здесь параметры  $\bar{N}_0, P, Z$  вычисляются по формулам, приведенным в разделе 2.1, с использованием параметров  $\alpha, \bar{v}_0$ , полученных в данном разделе. На Рисунках 2.6-2.9 приведены зависимости  $\bar{N}, \bar{v}_0, \bar{M}, \bar{N}_0$  по формулам (2.22), (2.39), (2.40), (2.29) соответственно от параметра  $a$  при различных значениях  $a_0$  и при  $c_0 = 0,3 \cdot a$ .

Отметим, что с учетом  $c_0 = a \cdot \frac{c}{l}$  и если  $c = 0,5l_0$  параметр  $c_0 = 0,125a$  при  $l = 4l_0$  и  $c_0 = a$  при  $l = 0,5l_0$ . Таким образом, при изменениях  $c$  и  $l$  параметр  $c_0$  может иметь значения от  $0,125 \cdot a$  до  $a$ .

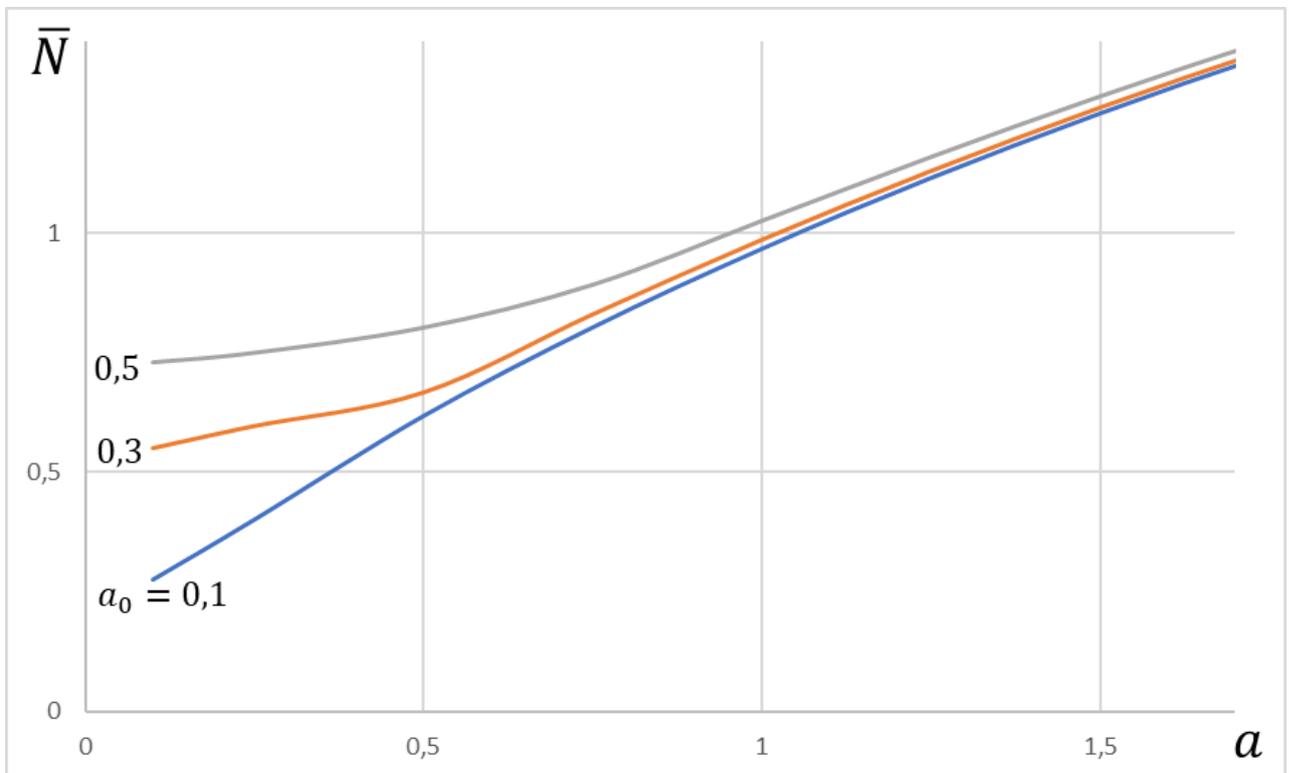


Рисунок 2.6 – Зависимость параметра продольного сжимающего усилия от  $\bar{N}$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

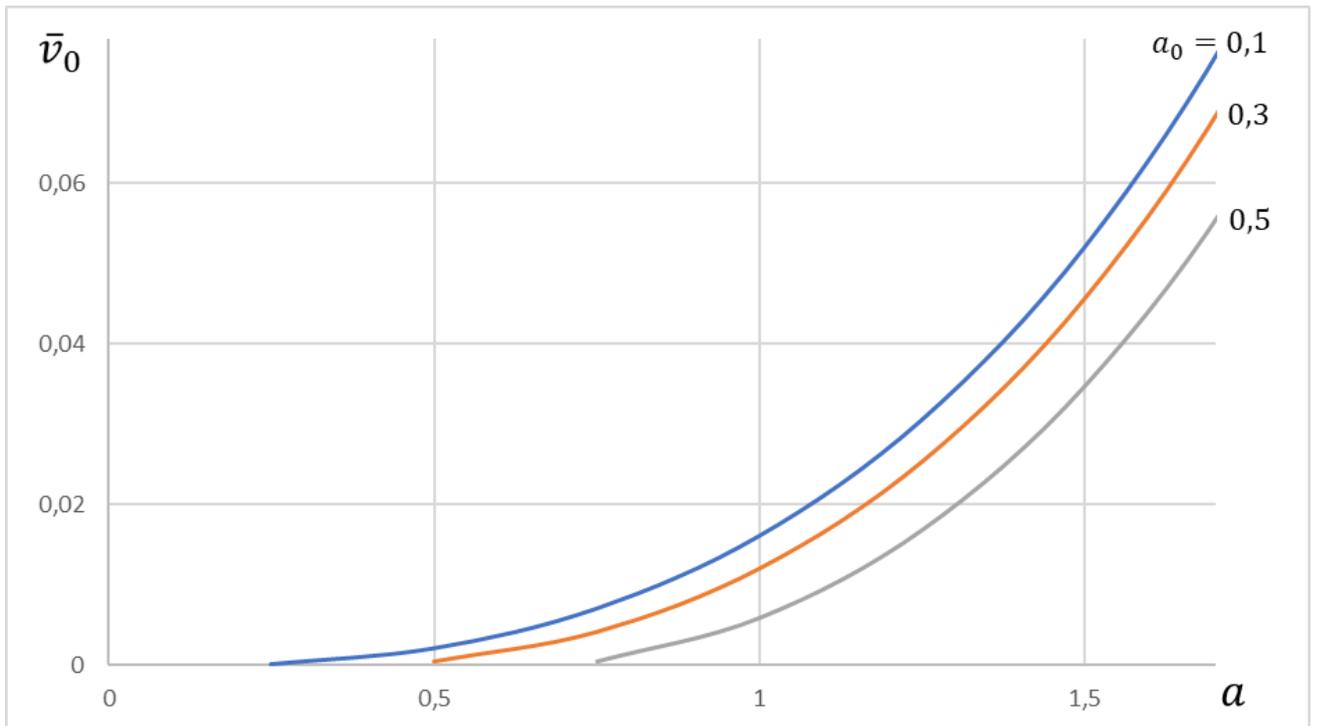


Рисунок 2.7 – Зависимость параметра изгиба  $\bar{v}_0$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

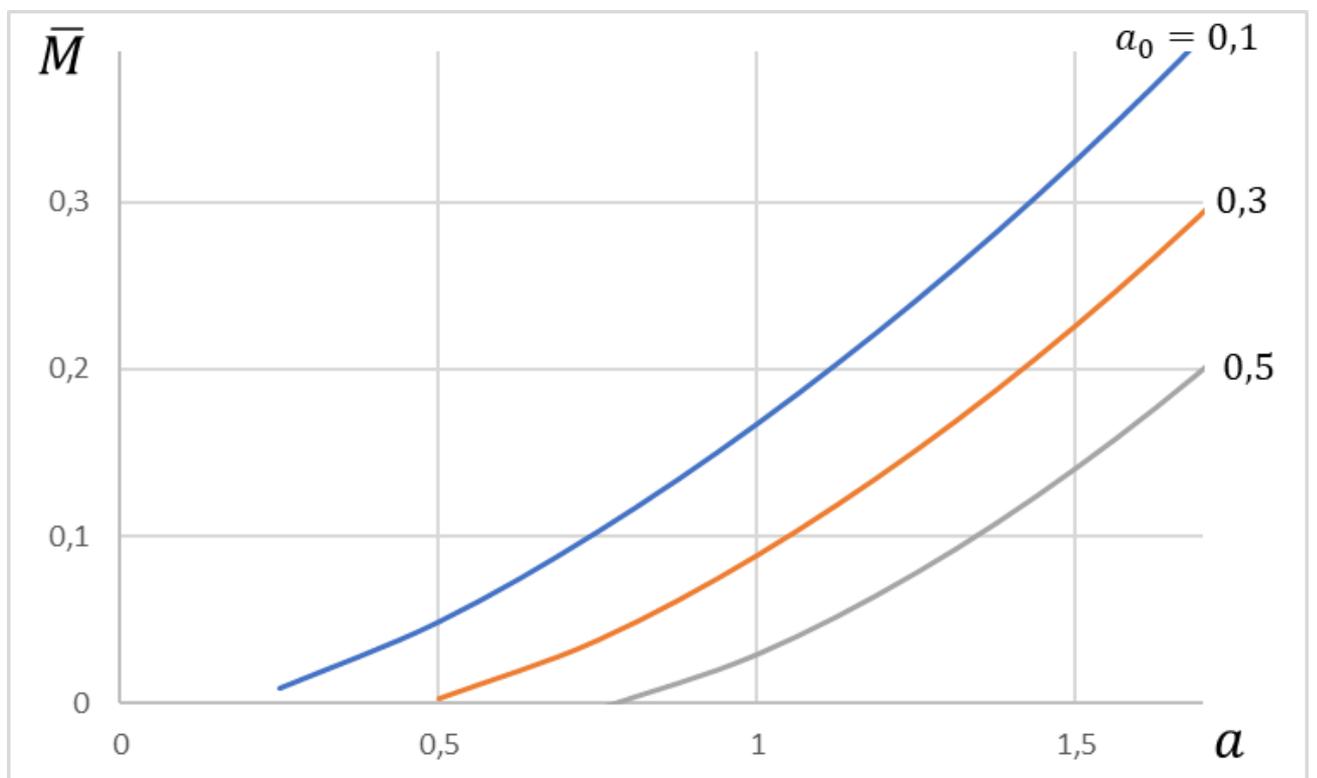


Рисунок 2.8 – Зависимость параметра изгибающего момента  $\bar{M}$  на вершине угла поворота от  $a$  при различных значениях  $a_0$

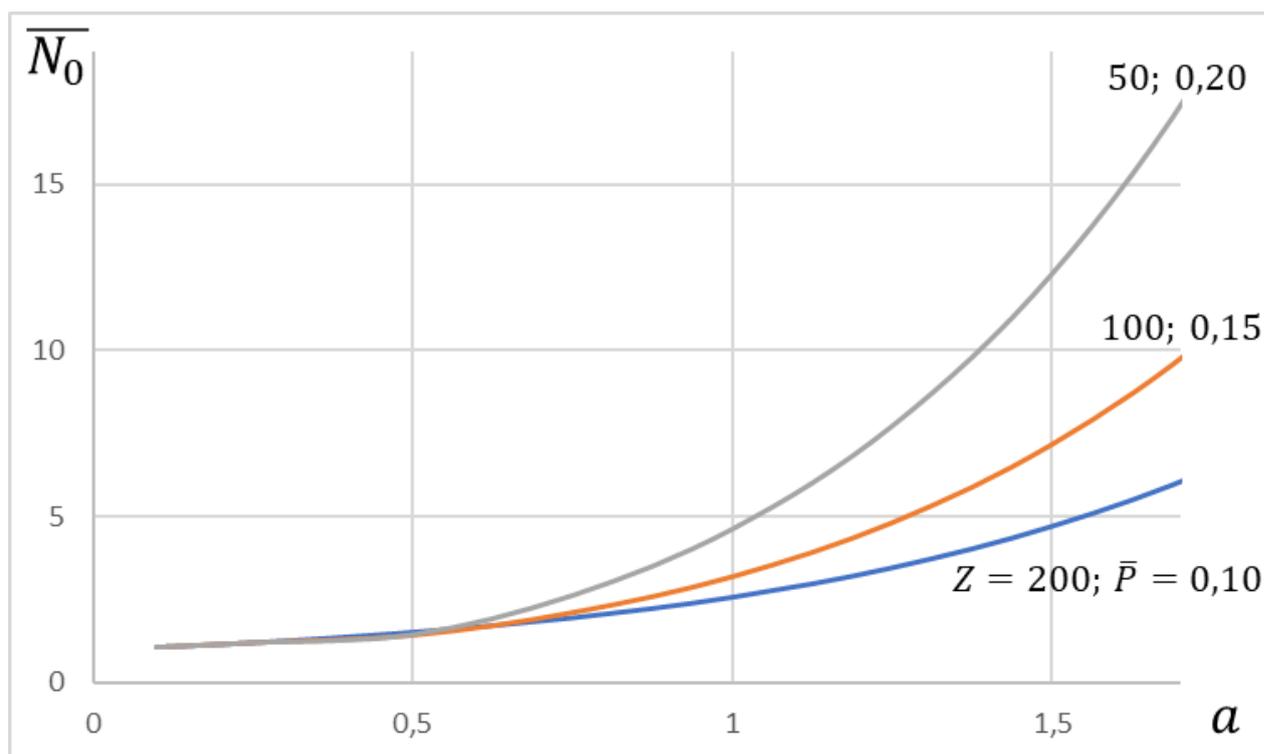


Рисунок 2.9 – Зависимость между параметрами  $\bar{N}_0$  и  $a$  при различных значениях  $Z$  и  $\bar{P}$ ,  $a_0 = 0,1$  и  $c_0 = 0,3 \cdot a$

#### 2.4 Расчет при коэффициенте трения на опоре в вершине угла больше в три раза, чем на остальных опорах ( $f_0 = 3f_T$ )

Общее решение дифференциального уравнения изгиба трубопровода (2.3) на участке  $0 < x \leq x_0$  имеет вид

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{3m^2 k^2}{2k^2} + \frac{x^2}{2R}. \quad (2.43)$$

На всей длине изогнутого участка

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{3m^2 k^2}{2k^2} + \frac{2m^2(x-c)^2}{2k^2} - \frac{2m^2}{k^4} [1 - \cos k(x-c)] + \frac{x^2}{2R} - \frac{(x-x_0)}{2R} + \frac{1}{Rk^2} - \frac{\cos k(x-x_0)}{Rk^2}. \quad (2.44)$$

Находим производные  $v^I$  и  $v^{II}$  уравнения (2.44). Получено

$$v^I = -kC_2 \sin kx - \frac{3m^2 x}{2k^2} + \frac{2m^2(x-c)}{k^2} - \frac{2m^2}{k^3} \sin k(x-c) + \frac{x}{R} - \frac{(x-x_0)}{R} + \frac{\sin k(x-x_0)}{Rk}, \quad (2.45)$$

$$v^{II} = -k^2 C_2 \cos kx - \frac{3m^2}{k^2} + \frac{2m^2}{k^2} - \frac{2m^2}{k^2} \cos k(x - c) + \frac{1}{R} - \frac{1}{R} + \frac{\cos k(x-x_0)}{R}. \quad (2.46)$$

Используя граничные условия (2.6) и полученные выражения (2.45) и (2.46), имеем

$$\alpha = \frac{A}{B}, \quad (2.47)$$

$$A = \operatorname{tga}[1 + 2 \cdot \cos(a - c_0)] - a - 2c_0 - 2 \sin(a - c_0), \quad (2.48)$$

$$B = \operatorname{tga} \cdot \frac{\cos(a-a_0)}{a_0} - \frac{\sin(a-a_0)}{a_0} - 1; \alpha = \frac{k^3 \operatorname{tg} \varphi}{m^2}. \quad (2.49)$$

Изгиб трубопровода на вершине угла поворота вычисляется по формуле (2.16), где

$$\bar{v}_0 = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha}} \left[ \frac{\cos(a-a_0)}{a_0 \cos a} - a + 0,5a_0 - \frac{1}{a_0} + \frac{1}{\alpha} \left( 3 - \frac{1}{\cos a} + 1,5a^2 - (a-c_0)^2 - \frac{2\cos(a-c_0)}{\cos a} \right) \right]. \quad (2.50)$$

Второе производное  $v^{II}$  при  $x = 0$  записывается в виде

$$v^{II} = -k^2 C_2 - \frac{3m^2}{k^2} + \frac{1}{R}. \quad (2.51)$$

Далее используя значение, полученное на основе граничных условий (2.6),

$$C_2 = \frac{m^2}{k^4 \cos a} \left[ \frac{\alpha \cos(a-a_0)}{a_0} - 1 - 2 \cos(a - c_0) \right], \quad (2.52)$$

для вычисления изгибающего момента на вершине угла поворота получена формула (2.19), где

$$\bar{M} = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha^2}} \left\{ 3 - \frac{1}{\cos a} - \frac{\alpha}{a_0} \left[ 1 - \frac{\cos(a-a_0)}{\cos a} \right] - \frac{2 \cos(a-c_0)}{\cos a} \right\}. \quad (2.53)$$

Продольное усилие  $N$  вычисляется по (2.21), где  $\bar{N}$  – по (2.22) с использованием параметра  $\alpha$ , вычисленного по формуле (2.47). Параметр  $a_0$  вычисляется по (2.23). Удлинение трубопровода из-за снижения продольного сжимающего усилия в трубопроводе для исследуемой расчетной схемы вычисляется по формуле

$$u = \frac{(N_0 - N - 4,5\bar{P})l_p}{EF}. \quad (2.54)$$

Удлинение трубопровода вследствие искривления продольной оси имеет вид (2.27). Решая совместно эти уравнения, то есть приравнивая между собой эти удлинения и проведя преобразования, получено

$$\bar{N}_0 - \sqrt[3]{\alpha^2} - 4,5\bar{P} - Z \cdot \bar{v}_0 \left[ 1 + \frac{\sqrt[3]{\alpha}}{a} \left( \frac{\pi}{4} \right)^2 \cdot \bar{v}_0 \right] - K_1 \bar{v}_1^2 = 0. \quad (2.55)$$

Здесь параметры  $\bar{N}_0, P, Z$  вычисляются по формулам, приведенным в разделе 2.1, с использованием параметров  $\alpha, \bar{v}_0$ , полученных в данном разделе. На Рисунках 2.10-2.13 приведены зависимости  $\bar{N}, \bar{v}_0, \bar{M}, \bar{N}_0$  по формулам (2.22), (2.50), (2.53), (2.55) соответственно от параметра  $a$  при различных значениях  $a_0$  и при  $c_0 = 0,125a$ .

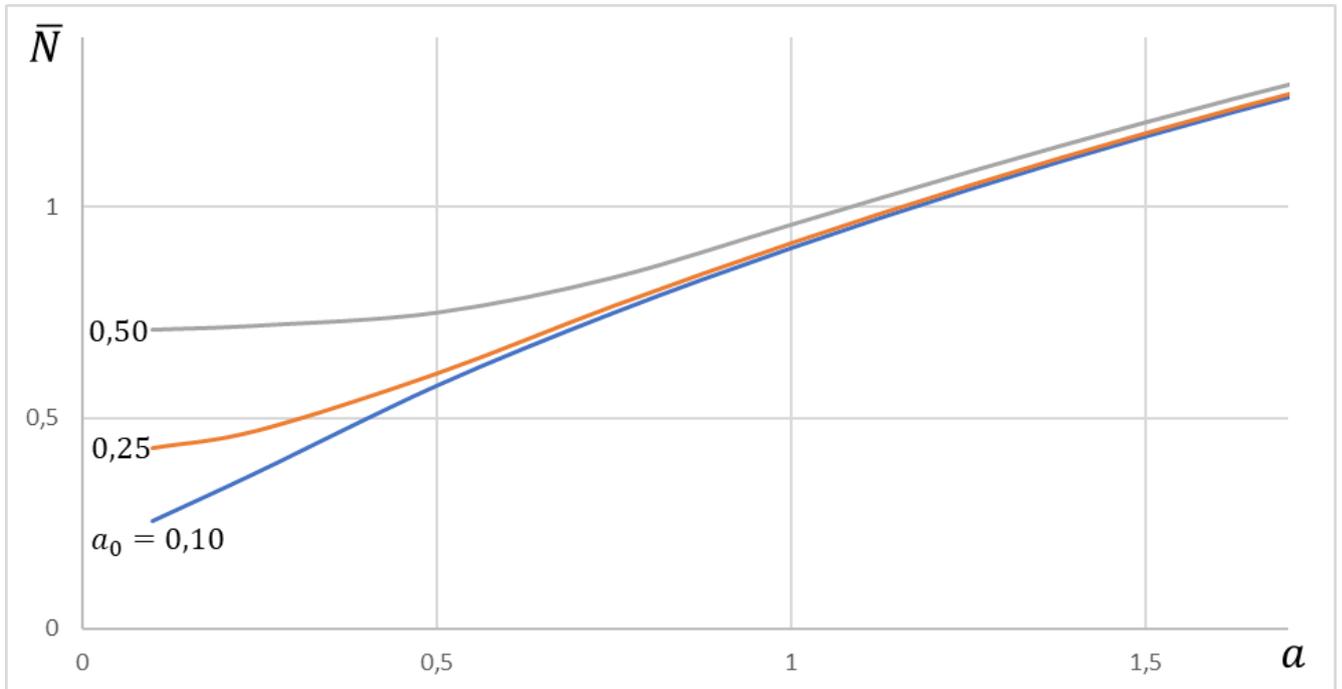


Рисунок 2.10 – Зависимость параметра продольного сжимающего усилия от  $\bar{N}$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

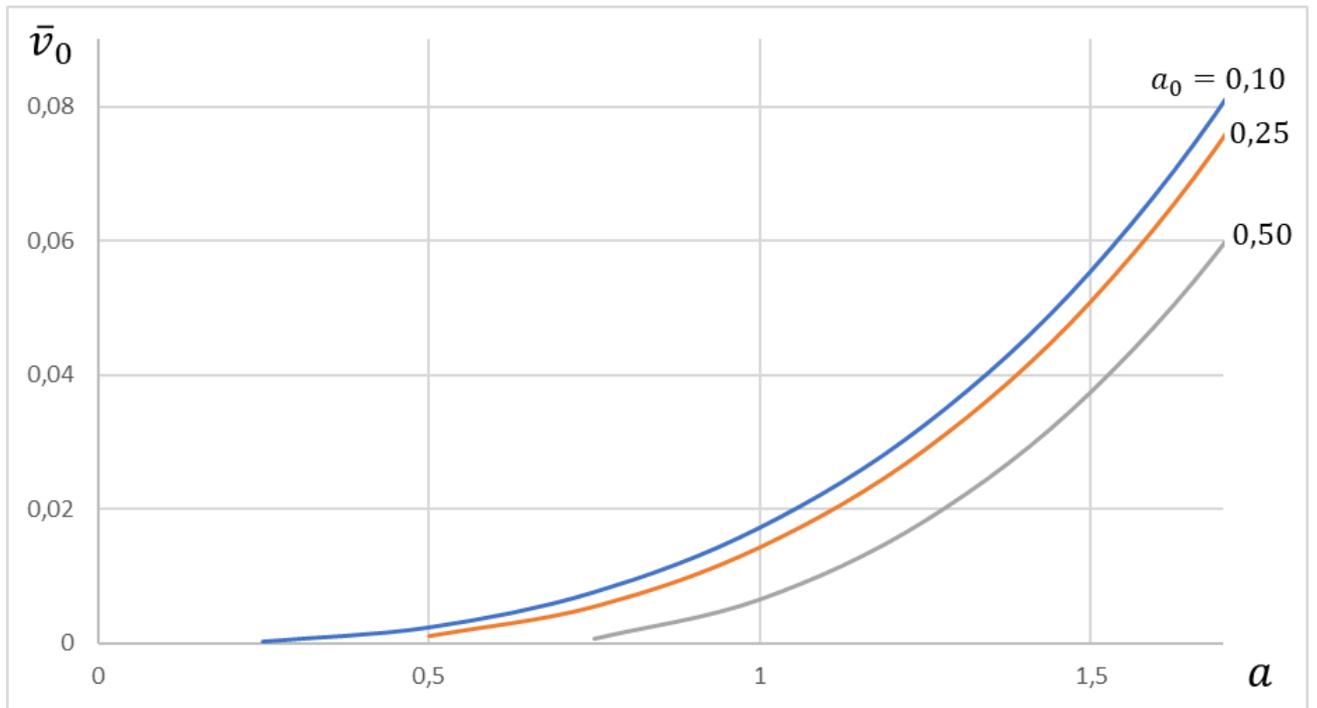


Рисунок 2.11 – Зависимость параметра изгиба  $\bar{v}_0$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

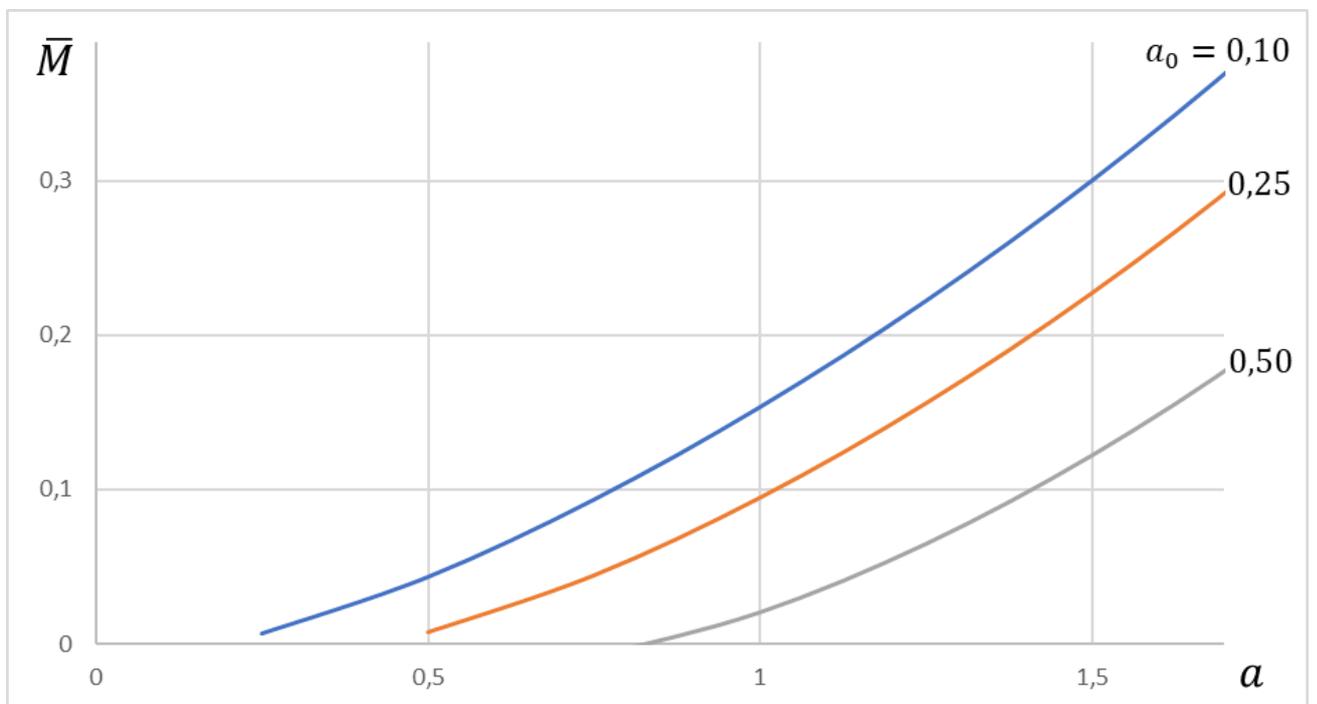


Рисунок 2.12 – Зависимость параметра изгибающего момента  $\bar{M}$  на вершине угла поворота от  $a$  при различных значениях  $a_0$

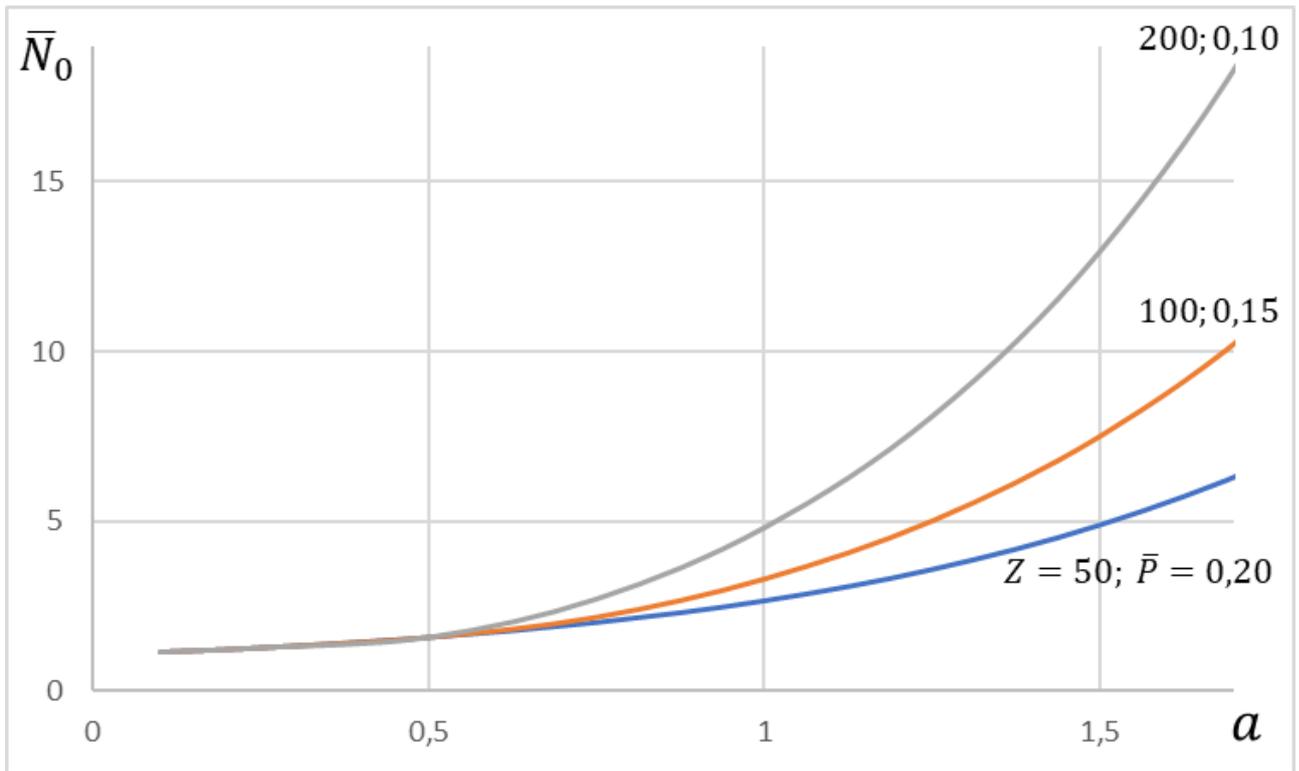


Рисунок 2.13 – Зависимость между параметрами  $\bar{N}_0$  и  $a$  при различных значениях  $Z$  и  $\bar{P}$ ,  $a_0 = 0,1$  и  $c_0 = 0,125 \cdot a$

### 2.5 Расчет при коэффициенте трения на опоре в вершине угла большем в четыре раза, чем на остальных опорах ( $f_0 = 4f_T$ )

В данном разделе использованы те же граничные условия, принятые выше.

Общее решение дифференциального уравнения изгиба трубопровода (2.3) на участке  $0 < x \leq x_0$  имеет вид

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{4m^2k^2}{2k^2} + \frac{x^2}{2R}. \quad (2.56)$$

Общее решение на участке  $x_0 < x \leq l$

$$v = C_2 \cos kx + C_4 - \frac{4m^2k^2}{2k^2} + \frac{3m^2(x-c)^2}{2k^2} - \frac{3m^2}{k^4} [1 - \cos k(x-c)] + \frac{x^2}{2R} - \frac{(x-x_0)^2}{2R} + \frac{1}{Rk^2} - \frac{\cos k(x-x_0)}{Rk^2}. \quad (2.57)$$

Находим производные  $v^I$  и  $v^{II}$  уравнения (2.57). Получено

$$v^I = -kC_2 \sin kx - \frac{4m^2x}{k^2} + \frac{3m^2(x-c)}{k^2} - \frac{3m^2k}{k^4} \sin k(x-c) + \frac{x_0}{R} + \frac{\sin k(x-x_0)}{Rk}. \quad (2.58)$$

$$v^{II} = -k^2 C_2 \cos kx - \frac{4m^2}{k^2} + \frac{3m^2}{k^2} - \frac{3m^2}{k^2} \cos k(x - c) + \frac{\cos k(x - x_0)}{R}. \quad (2.59)$$

Используя (2.59) при  $x = l$ , получено

$$C_2 = \frac{1}{k^2 \cos a} \left[ \frac{\cos(a - a_0)}{R} - \frac{m^2}{k^2} - \frac{3m^2}{k^2} \cos(a - c_0) \right]. \quad (2.60)$$

Преобразование (2.58) с использованием (2.60) позволили получить параметр

$$\alpha = \frac{A}{B}, \quad (2.61)$$

где

$$A = \operatorname{tga}[1 + 3 \cos(a - c_0)] - a - 3c_0 - 3 \sin(a - c_0), \quad (2.62)$$

$$B = \operatorname{tga} \cdot \frac{\cos(a - a_0)}{a_0} - \frac{\sin(a - a_0)}{a_0} - 1; \alpha = \frac{k^3 \operatorname{tga}}{m^2}. \quad (2.63)$$

Изгиб вычисляется по (2.16), где

$$\bar{v}_0 = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha}} \left[ \frac{\cos(a - a_0)}{a_0 \cos a} - a + 0,5a_0 - \frac{1}{a_0} + \frac{1}{\alpha} \left( 4 - \frac{1}{\cos a} + 2a^2 - 1,5(a - c_0)^2 - \frac{3 \cos(a - c_0)}{\cos a} \right) \right]. \quad (2.64)$$

Второе производное в сечении  $x = 0$

$$v^{II} = -k^2 C_2 - \frac{4m^2}{k^2} + \frac{1}{R}. \quad (2.65)$$

С учетом  $M = -v^{II} EI$  и (2.65) получено выражение (2.19), где

$$\bar{M} = \frac{1}{\sqrt[3]{\alpha^2}} \left\{ 4 - \frac{1}{\cos a} - \frac{\alpha}{a_0} \left[ 1 - \frac{\cos(a - a_0)}{\cos a} \right] - \frac{3 \cos(a - c_0)}{\cos a} \right\}. \quad (2.66)$$

Продольное усилие вычисляется по (2.21), где  $\bar{N}$  – по (2.22) с использованием параметра  $\alpha$ , вычисленного по формуле (2.61). Удлинение трубопровода вследствие снижения продольного сжимающего усилия в процессе изгиба трубопровода определяется по формуле

$$u = \frac{(N_0 - N - 5\bar{P})l_p}{EF}. \quad (2.67)$$

Удлинение трубопровода вследствие его искривления на расчетном участке вычисляется по (2.27). Приравнявая эти удлинения и проведя определенные преобразования, получено

$$\bar{N}_0 - \sqrt[3]{\alpha^2} - 5\bar{P} - Z \cdot \bar{v}_0 \left[ 1 + \frac{\sqrt[3]{\alpha}}{a} \left( \frac{\pi}{4} \right)^2 \cdot \bar{v}_0 \right] - K_1 \bar{v}_1^2 = 0. \quad (2.68)$$

В этом уравнении имеется одно неизвестное – параметр  $a$ . Решая это уравнение, находится  $a$ , затем все параметры, характеризующие напряженно-деформированное состояние надземного трубопровода в условиях воздействия положительного температурного перепада.

Здесь параметры  $\bar{N}_0, P, Z$  вычисляются по формулам, приведенным в разделе 2.1, с использованием параметров  $\alpha, \bar{v}_0$ , полученных в данном разделе. На Рисунках 2.14-2.17 приведены зависимости  $\bar{N}, \bar{v}_0, \bar{M}, \bar{N}_0$  по формулам (2.22), (2.64), (2.66), (2.68) соответственно от параметра  $a$  при различных значениях  $a_0$  и при  $c_0 = 0,125 \cdot a$ .

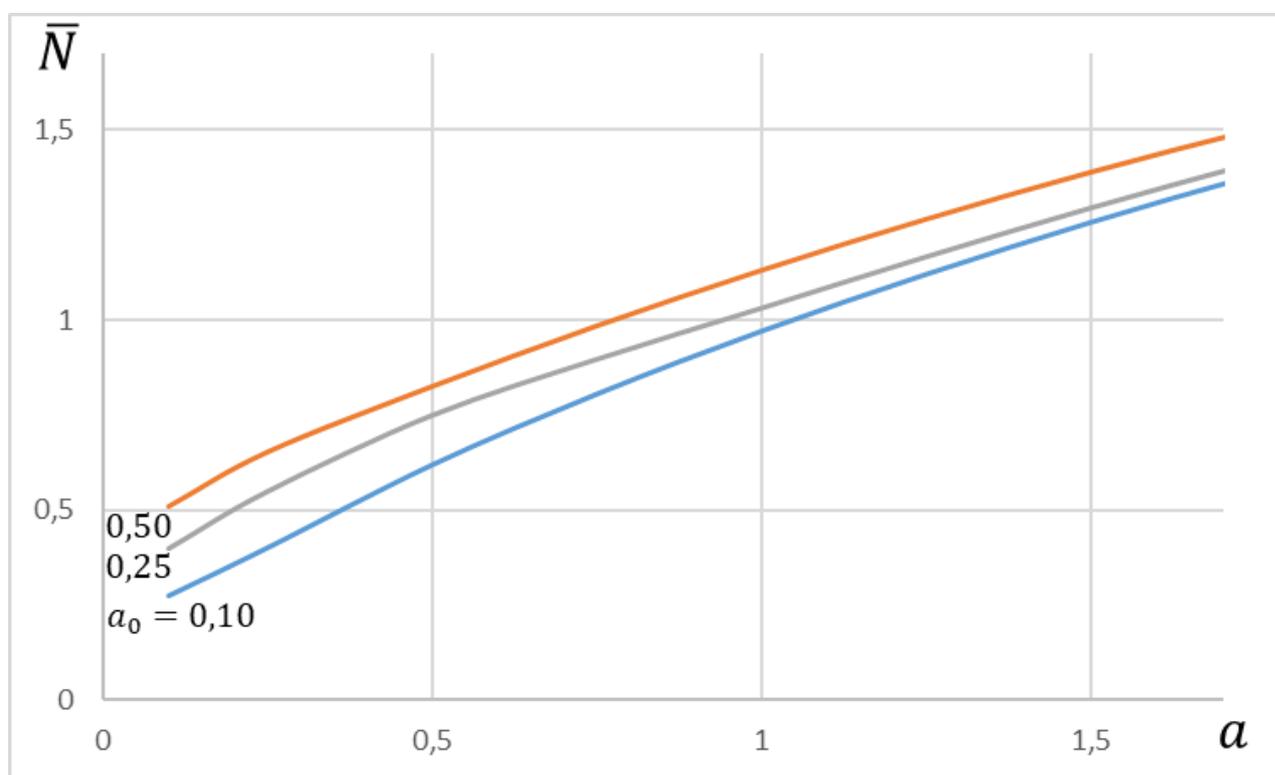


Рисунок 2.14 – Зависимость параметра продольного сжимающего усилия от  $\bar{N}$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

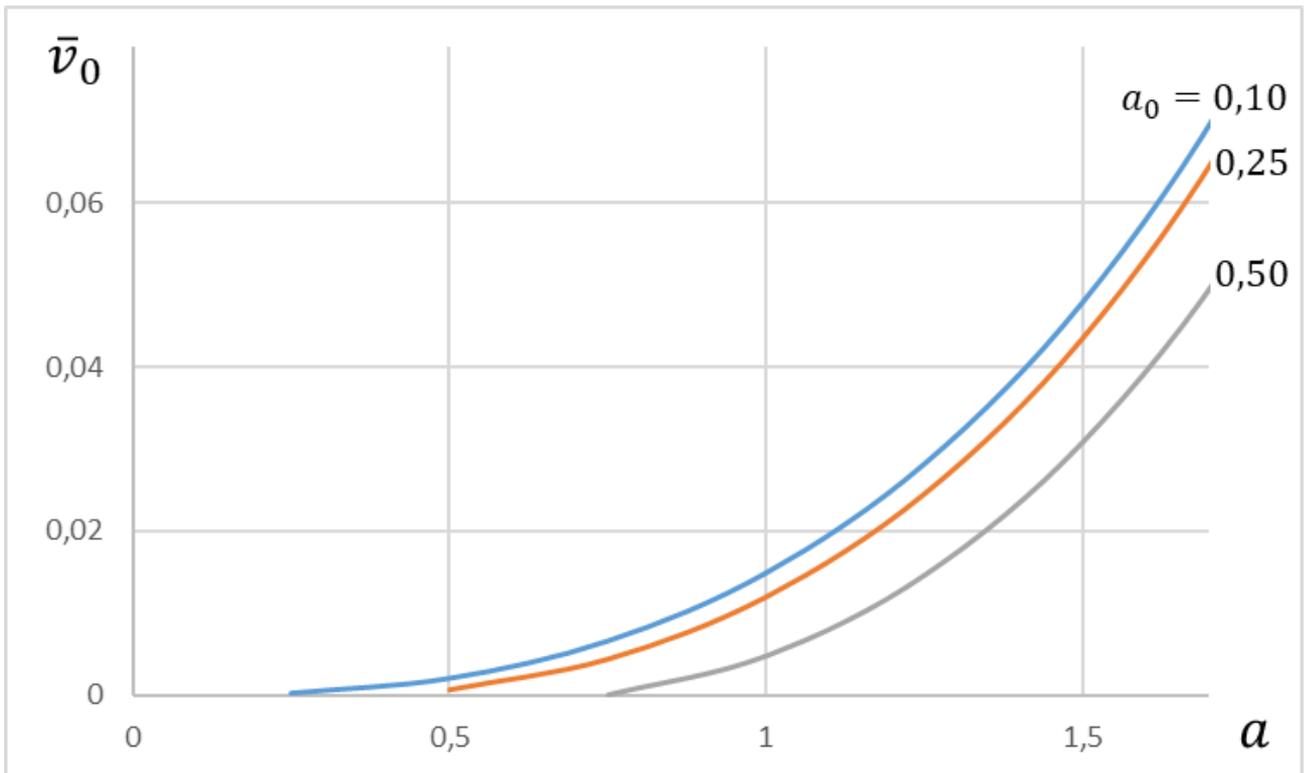


Рисунок 2.15 – Зависимость параметра изгиба  $\bar{v}_0$  от  $a$  при различных значениях  $a_0$

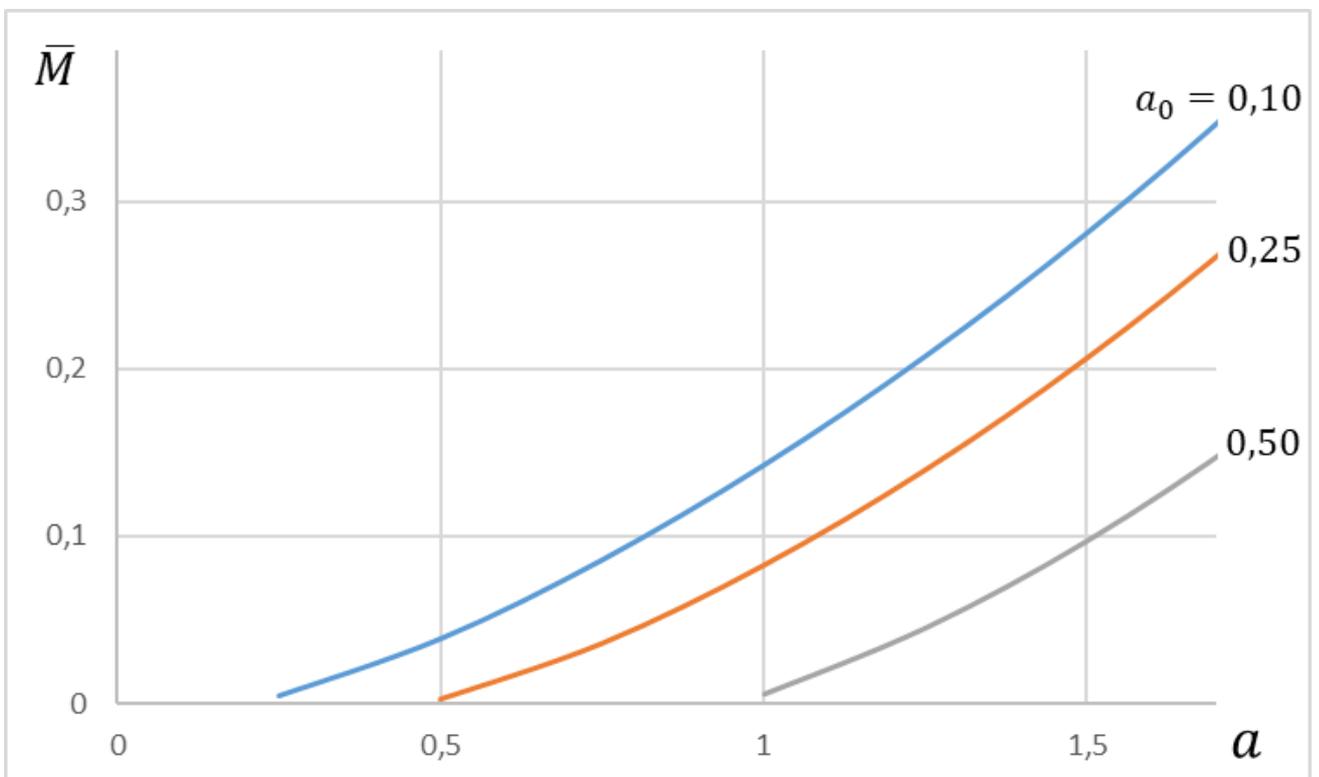


Рисунок 2.16 – Зависимость параметра изгибающего момента  $\bar{M}$  на вершине угла поворота от  $a$  при различных значениях  $a_0$

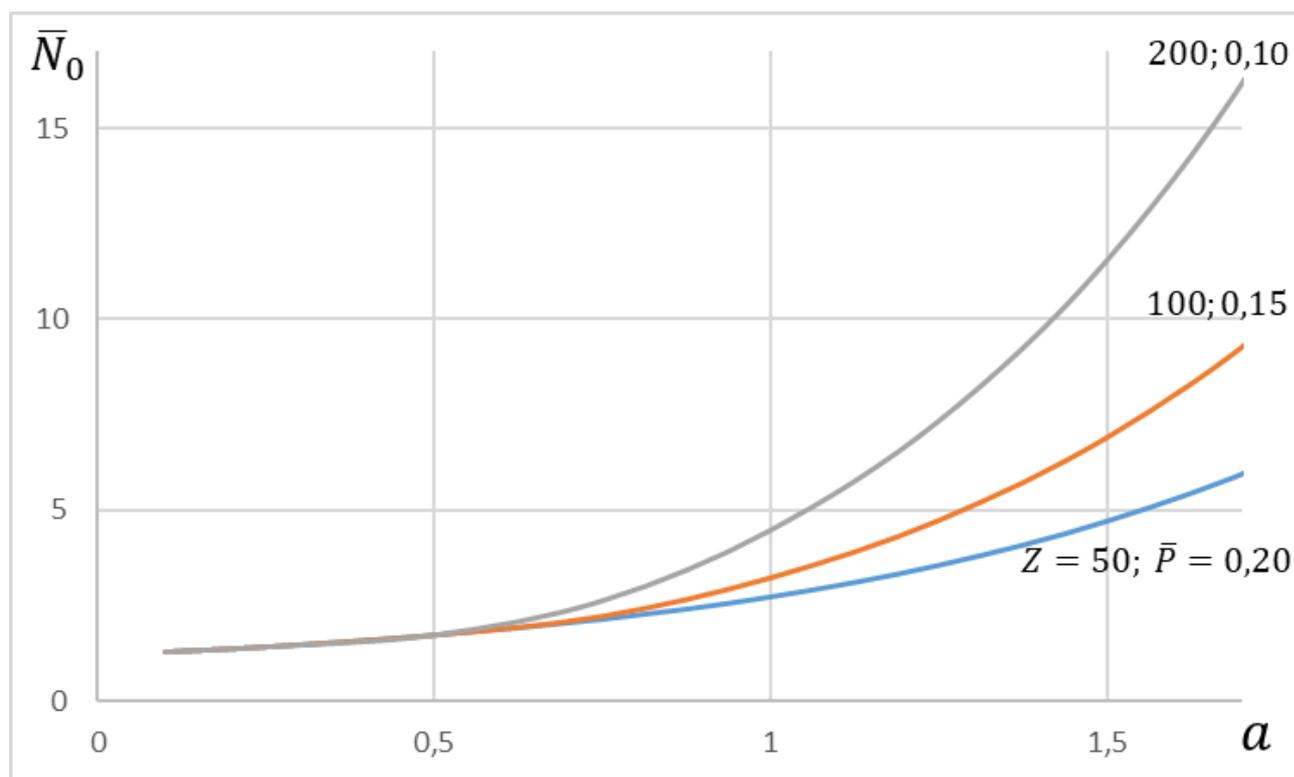


Рисунок 2.17 – Зависимость между параметрами  $\bar{N}_0$  и  $a$  при различных значениях  $Z$  и  $\bar{P}$ ,  $a_0 = 0,1$  и  $c_0 = 0,125 \cdot a$

## 2.6 Исследование напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразного участка трубопровода при его изгибе в вертикальной плоскости

Под действием собственного веса и продольного сжимающего усилия происходит изгиб трубопровода в вертикальной плоскости между опорами. На подвижных опорах вертикальный изгиб (прогиб) трубопровода равен нулю и равен нулю угол наклона продольной оси трубопровода. На неподвижных опорах также равен нулю прогиб и угол наклона трубопровода. Для оценки прочности трубопровода необходимо найти напряжения изгиба в указанных сечениях трубопровода и в сечениях наибольшего прогиба между опорами (Рисунок 2.18).

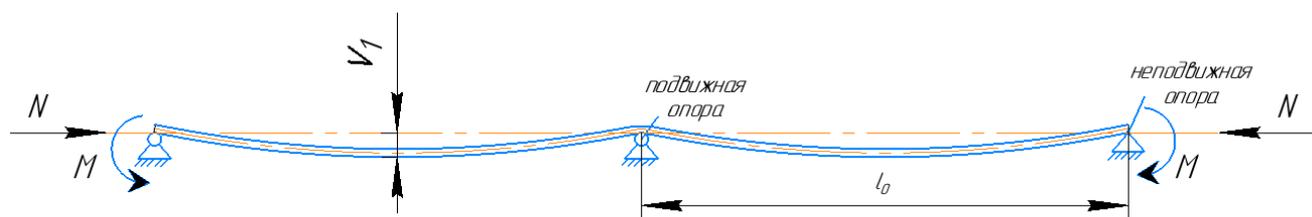


Рисунок 2.18 – Схема изгиба участка трубопровода в вертикальной плоскости

Для решения задачи воспользуемся дифференциальным уравнением четвёртого порядка изгиба трубопровода в виде

$$EIv^{IV} + Nv^{II} = q, \quad (2.69)$$

где  $N$  – продольное сжимающее усилие, действующее в трубопроводе в его равновесном состоянии;

$v$  – прогиб трубопровода в вертикальной плоскости;

$q$  – вес трубопровода с продуктом.

В процессе прогиба трубопровода продольное усилие в нем уменьшается от наибольшего  $N_0$  (усилие в неподвижном трубопроводе от температурного перепада и рабочего давления) до равновесного  $N$ .

Общее решение уравнения (2.67) по рекомендациям работ [6, 9, 26]

$$v = C_1 \sin kx + C_2 \cos kx + C_3 x + C_4 + \frac{m^2 x^2}{2k^2}, \quad (2.70)$$

где  $k = \sqrt{\frac{N}{EI}}$ ;  $m^2 = \frac{q}{EI}$ ;  $C_1, C_2, C_3$  и  $C_4$  – параметры, определяемые с использованием граничных условий.

В качестве граничных условий, согласно Рисунку 2.19, имеем

$$x = 0; v = v_1; v^I = 0; v^{III} = 0; x = 0,5l_0; v = 0; v^I = 0. \quad (2.71)$$

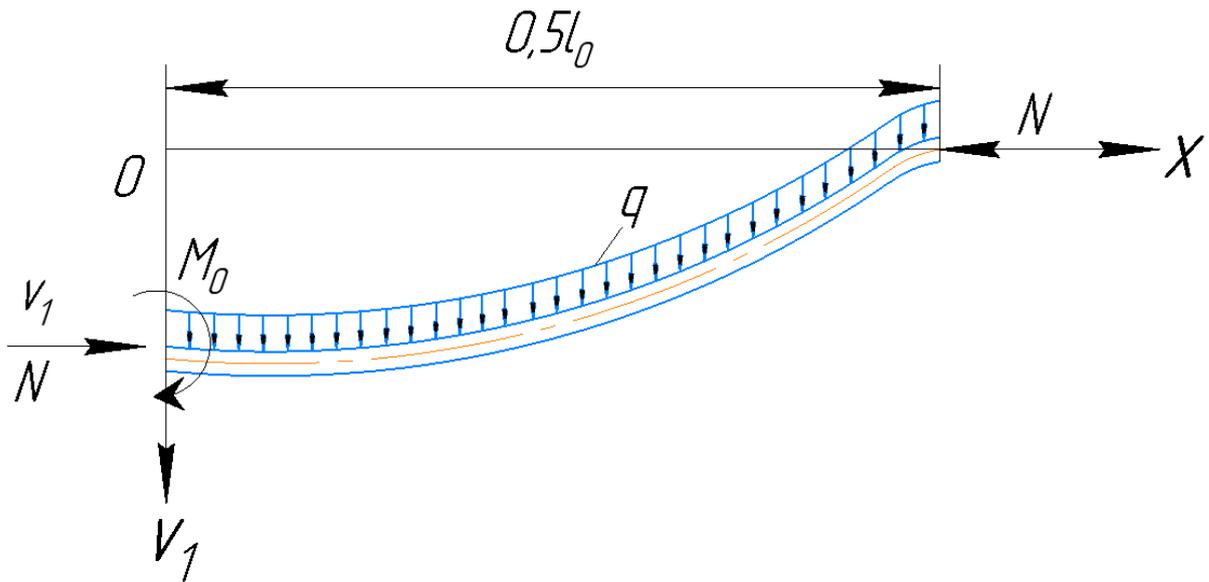


Рисунок 2.19 – Расчётная схема участка трубопровода между подвижными опорами

Получим производные от прогиба, приведенного в уравнении (2.70):

$$v^I = C_1 k \cos kx - C_2 k \sin kx + C_3 + \frac{2m^2 x}{2k^2}, \quad (2.72)$$

$$v^{II} = -C_1 k^2 \sin kx - C_2 k^2 \cos kx + \frac{m^2}{k^2}, \quad (2.73)$$

$$v^{III} = -C_1 k^3 \cos kx + C_2 k^3 \sin kx. \quad (2.74)$$

При  $x = 0$  имеем (Рисунок 2.19)

$$C_2 + C_4 = v_1, v^I = C_1 k + C_3 = 0; v^{III} = -C_1 k^3 = 0. \quad (2.75)$$

В результате получено

$$C_1 = 0; C_3 = 0. \quad (2.76)$$

При  $x = 0,5l_0$  имеем

$$v = C_2 \cos a_1 + C_4 + \frac{m^2 (0,5l_0)^2}{2k^2} = 0, \quad (2.77)$$

$$v^I = -C_2 k \sin a_1 + \frac{m^2 \cdot 0,5l_0}{k^2} = 0. \quad (2.78)$$

В выражениях (2.77) и (2.78)

$$a_1 = 0,5kl_0.$$

Преобразуя (2.78), имеем

$$C_2 = \frac{m^2 \cdot 0,5l_0}{k^2 \cdot k \sin a_1} = \frac{m^2 \cdot a_1}{k^4 \cdot \sin a_1}. \quad (2.79)$$

Тогда

$$C_4 = -C_2 \cos a_1 - \frac{m^2 \cdot a_1^2}{2k^4} = -\frac{m^2 \cdot a_1}{k^4 \cdot \operatorname{tga}} - \frac{m^2 \cdot a_1^2}{2k^4} = -\frac{m^2}{k^4} \left( \frac{a_1}{\operatorname{tga}} + \frac{a_1^2}{2} \right), \quad (2.80)$$

$$v_1 = C_2 + C_4 = \frac{m^2}{k^4} \left[ \frac{a_1}{\sin a_1} - \frac{a_1}{\operatorname{tga}_1} - \frac{a_1^2}{2} \right] = \frac{q(0,5l_0)^4}{Ela_1^4} \left[ \frac{a_1}{\sin a_1} - \frac{a_1}{\operatorname{tga}} - \frac{a_1^2}{2} \right]. \quad (2.81)$$

Для удобства анализа выражение (2.81) запишем в виде

$$v_1 = \frac{ql_0^4}{16EI} \bar{v}_1, \quad (2.82)$$

где  $\bar{v}_1 = \frac{1}{a_1^3} \left( \frac{1}{\sin a_1} - \frac{1}{\operatorname{tga}_1} - \frac{a_1}{2} \right)$ . (2.83)

На Рисунках 2.20-2.22 приведены зависимости  $\bar{v}_1$ ,  $\bar{M}$ ,  $\bar{M}_0$  по формулам (2.83), (2.102), (2.103) соответственно от параметра  $a_1$ , характеризующего длину пролета между подвижными опорами.

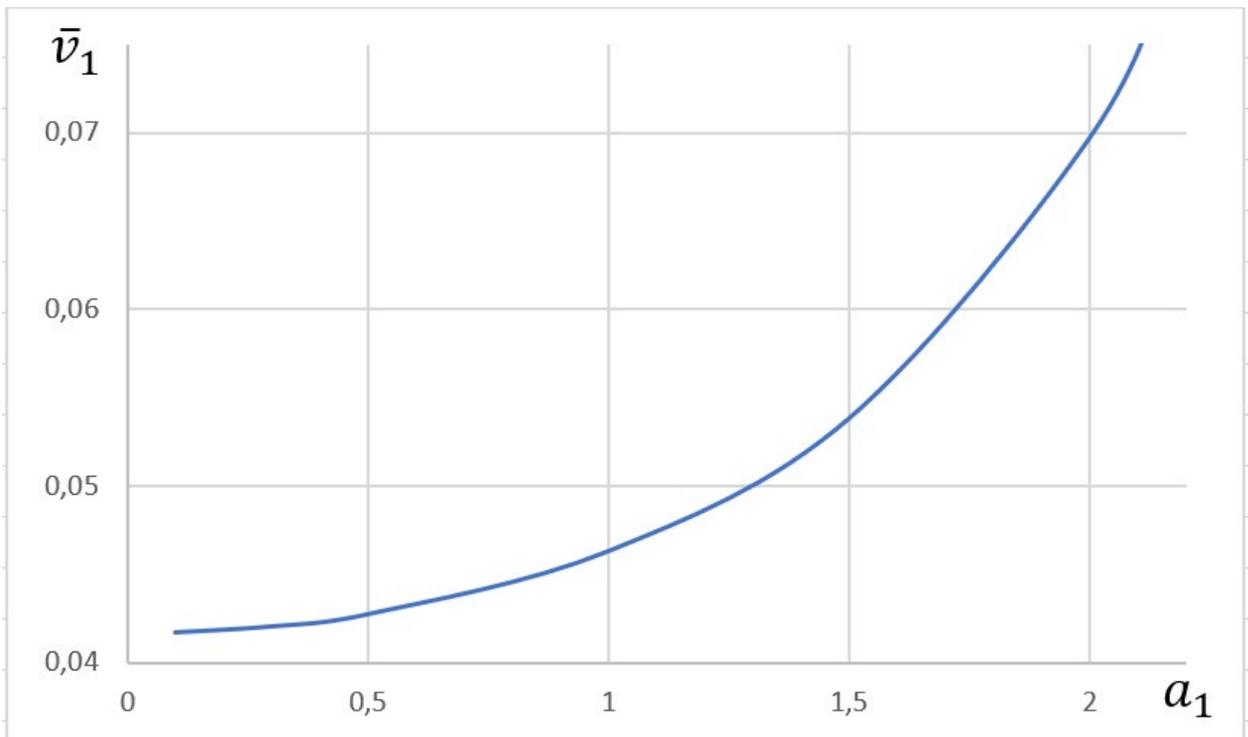


Рисунок 2.20 – Зависимость параметра вертикального прогиба  $\bar{v}_1$  от  $a_1$

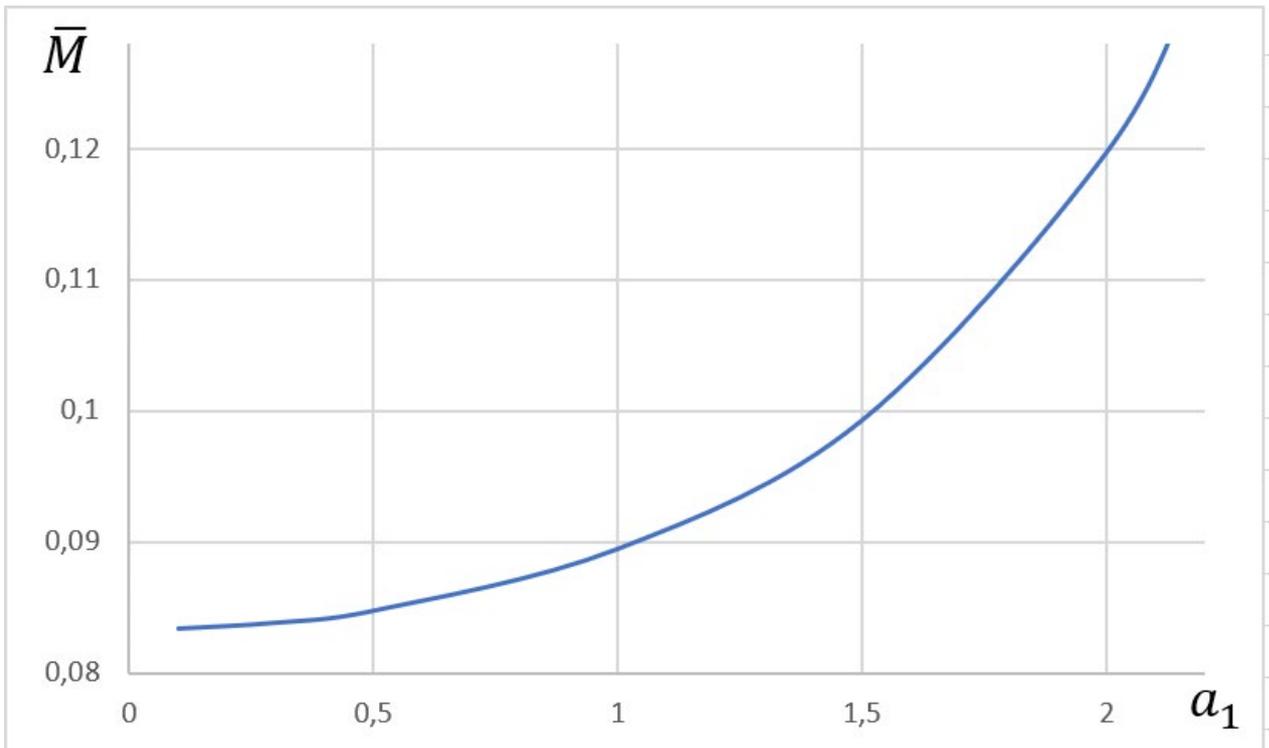


Рисунок 2.21 – Зависимость параметра изгибающего момента в сечениях наибольшего прогиба  $\bar{M}$  между подвижными опорами от  $a_1$

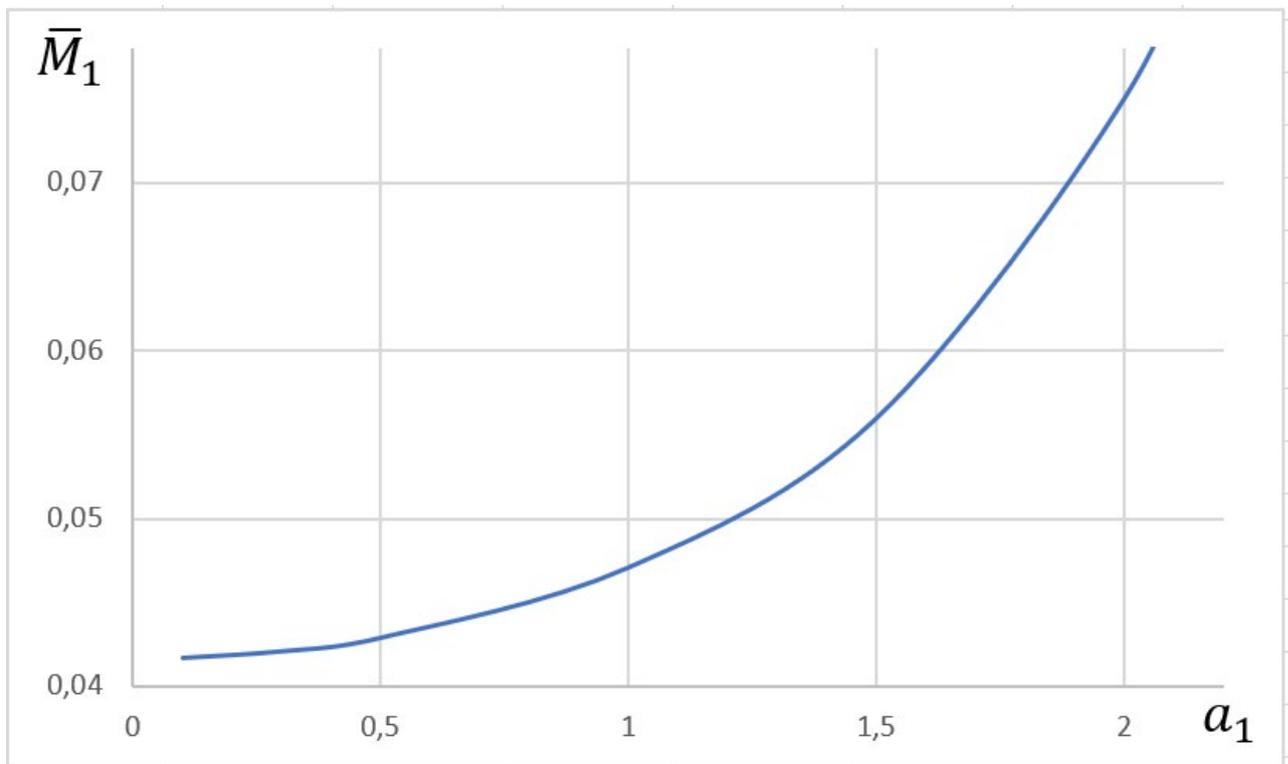


Рисунок 2.22 – Зависимость параметра изгибающего момента в местах опирания на подвижные опоры  $\bar{M}_1$  от  $a_1$

Исследуем участок с неподвижной опорой (Рисунок 2.23).

Граничные условия:

$$\begin{aligned} x = 0; v = 0; v^I &= 0; \\ x = l_0; v = 0; v^I &= 0; \\ x = b; v^I &= 0; v = v_{max} = v_1. \end{aligned} \quad (2.84)$$

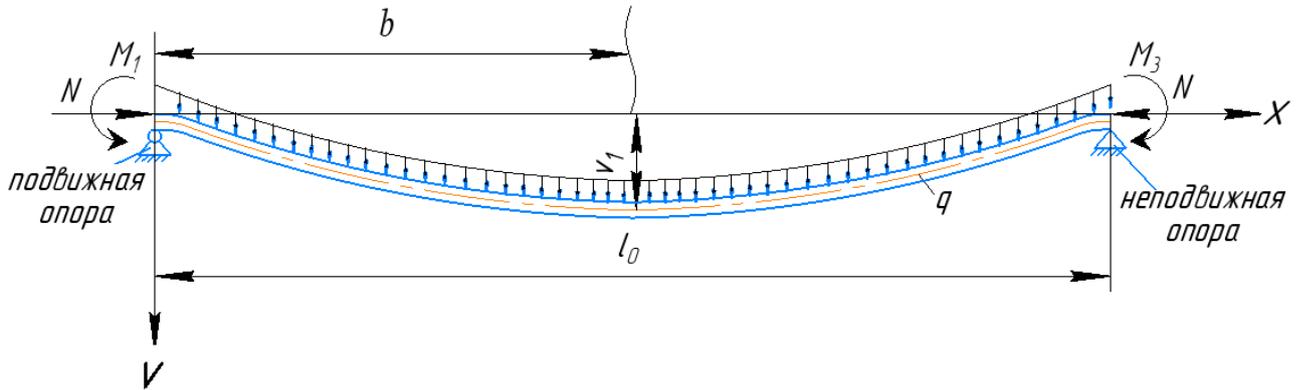


Рисунок 2.23 – Расчетная схема участка трубопровода между неподвижной и подвижной опорами

Длина  $b$  – неизвестна, необходимо найти из условия, что угол  $v^I = 0$ .

Для исследуемой расчетной схемы общее решение уравнения (2.69) имеет вид (2.70), а уравнения производных, соответственно, записываются по (2.72), (2.73) и (2.74).

При  $x = 0$  имеем (Рисунок 2.23)

$$v = C_2 + C_4 = 0; v^I = C_1 k + C_3 = 0. \quad (2.85)$$

Тогда  $C_2 = -C_4$  и  $C_1 = -\frac{C_3}{k}$ .

При  $x = b$  имеем  $v = v_1$ . Кроме того

$$v^I = C_1 k \cos b_0 - C_2 k \sin b_0 + C_3 + \frac{m^2 b}{k^2} = 0. \quad (2.86)$$

Здесь  $b_0 = kb$ , где  $b$  – сечение, где прогиб  $v = v_1$ .

При  $x = l_0$ , где неподвижная опора:

$$v = C_1 \sin 2a_1 + C_2 \cos 2a_1 + C_3 \cdot l_0 + C_4 + \frac{m^2 l_0^2}{2k^2} = 0, \quad (2.87)$$

$$v^I = C_1 k \cos 2a_1 - C_2 k \sin 2a_1 + C_3 + \frac{m^2 l_0}{k^2} = 0. \quad (2.88)$$

Здесь  $2a_1 = kl_0$ .

Используя полученные соотношения, находим параметры  $C_1, C_2, C_3$  и  $C_4$ . Преобразуем выражения (2.87), (2.88) и имеем следующие зависимости:

$$C_1 \sin 2a_1 + C_2 \cos 2a_1 - C_1 2a_1 - C_2 + \frac{m^2 l_0^2 k^2}{2k^4} = 0, \quad (2.89)$$

$$C_1 k \cos 2a_1 - C_2 k \sin 2a_1 - C_1 k + \frac{m^2 l_0 k}{k^3} = 0. \quad (2.90)$$

Решая совместно (2.89) и (2.90), получены следующие зависимости для вычисления  $C_1, C_2, C_3$  и  $C_4$ :

$$C_1 = \frac{2m^2 a_1^3}{k^4 (2a_1 - \sin a_1)} - \frac{C_2 (1 - \cos 2a_1)}{(2a_1 - \sin 2a_1)}, \quad (2.91)$$

$$C_2 = \frac{m^2}{k^4} \cdot \bar{C}_2; \quad \bar{C}_2 = \frac{A_1}{A_2}; \quad (2.92)$$

$$A_1 = 2a_1 \left[ \frac{a_1 (1 - \cos 2a_1)}{2a_1 - \sin 2a_1} - 1 \right]; \quad (2.93)$$

$$A_2 = \frac{(1 - \cos 2a_1)^2}{2a_1 - \sin 2a_1} - \sin 2a_1; \quad (2.94)$$

$$C_1 = \frac{m^2}{k^4} \cdot \bar{C}_1; \quad \bar{C}_1 = \frac{1}{2a_1 - \sin 2a_1} [2a_1^2 - \bar{C}_2 (1 - \cos 2a_1)]; \quad (2.95)$$

$$C_3 = -kC_1 = -\frac{m^2}{k^3} \bar{C}_1; \quad C_4 = -C_2 = -\frac{m^2}{k^4} \cdot \bar{C}_2. \quad (2.96)$$

Порядок определения  $b_0$  следующий.

Из уравнения (2.86) имеем  $C_1 k \cos b_0 - C_2 k \sin b_0 + C_3 + \frac{m^2 b_0}{k^3} = 0$ .

Преобразуем это условие:

$$\begin{aligned} \frac{m^2}{k^3} \bar{C}_1 \cdot \cos b_0 - \frac{m^2}{k^3} \bar{C}_2 \cdot \sin b_0 - \frac{m^2}{k^3} \bar{C}_1 + \frac{m^2 b_0}{k^3} &= 0, \\ \bar{C}_1 (\cos b_0 - 1) - \bar{C}_2 \sin b_0 + b_0 &= 0. \end{aligned} \quad (2.97)$$

Решая уравнение (2.97), находим  $b_0$ .

Здесь

$$\bar{C}_1 = \frac{1}{2a_1 - \sin 2a_1} [2a_1^2 - \bar{C}_2 (1 - \cos 2a_1)] \text{ и } \bar{C}_2 = \frac{A_1}{A_2}. \quad (2.98)$$

Получим зависимость для вычисления максимального прогиба  $v_1$  в сечении  $x = b$  (Рисунок 2.23). Имеем:

$$v_1 = C_1 \sin b_0 + C_2 \cos b_0 + C_3 b + C_4 + \frac{m^2 b^2}{2k^2}. \quad (2.99)$$

Преобразуя (2.99) с применением выше приведенных зависимостей, получена расчетная формула вида (2.82), где

$$\bar{v}_1 = \frac{1}{a_1^4} [0,5b_0^2 - \bar{C}_1(b_0 - \sin b_0) - \bar{C}_2(1 - \cos b_0)]. \quad (2.100)$$

Определим изгибающие моменты для расчетной схемы на Рисунке 2.19 в сечениях наибольшего прогиба и опирания на подвижные опоры. В сечениях наибольшего прогиба для вычисления изгибающего момента получено

$$M_0 = ql_0^2 \bar{M}_0, \quad (2.101)$$

$$\text{где } \bar{M}_0 = \frac{1}{4a_1^2} \left(1 - \frac{a_1}{\sin a_1}\right). \quad (2.102)$$

Для сечений трубопровода в местах опирания на подвижные опоры, формула для определения изгибающего момента имеет вид (2.101), где

$$\bar{M}_1 = \frac{1}{4a_1^2} \left(1 - \frac{a_1}{\operatorname{tga}_1}\right). \quad (2.103)$$

Определяем изгибающие моменты для расчетной схемы на Рисунке 2.23 в сечениях наибольшего прогиба и опирания на неподвижную опору и на подвижную опору. Расчетные формулы для вычисления изгибающих моментов для указанных сечений трубопровода имеют вид (2.101), где безразмерные параметры моментов вычисляются по следующим формулам.

В сечениях опирания на подвижные опоры

$$\bar{M}_1 = \frac{1}{4a_1^2} (1 - \bar{C}_2). \quad (2.104)$$

В сечении наибольшего прогиба трубопровода

$$\bar{M}_2 = \frac{1}{4a_1^2} (1 - \bar{C}_1 \sin b_0 - \bar{C}_2 \cos b_0). \quad (2.105)$$

В сечении опирания на неподвижную опору

$$\bar{M}_3 = \frac{1}{4a_1^2} (1 - \bar{C}_1 \sin 2a_1 - \bar{C}_2 \cos 2a_1). \quad (2.106)$$

На Рисунках 2.24-2.26 приведены зависимости  $\bar{v}_1$ ,  $\bar{M}_1$ ,  $\bar{M}_2$ ,  $\bar{M}_3$  по формулам (2.100), (2.104), (2.105), (2.106) соответственно от параметра  $a_1$ , характеризующего длину пролета между подвижными опорами.

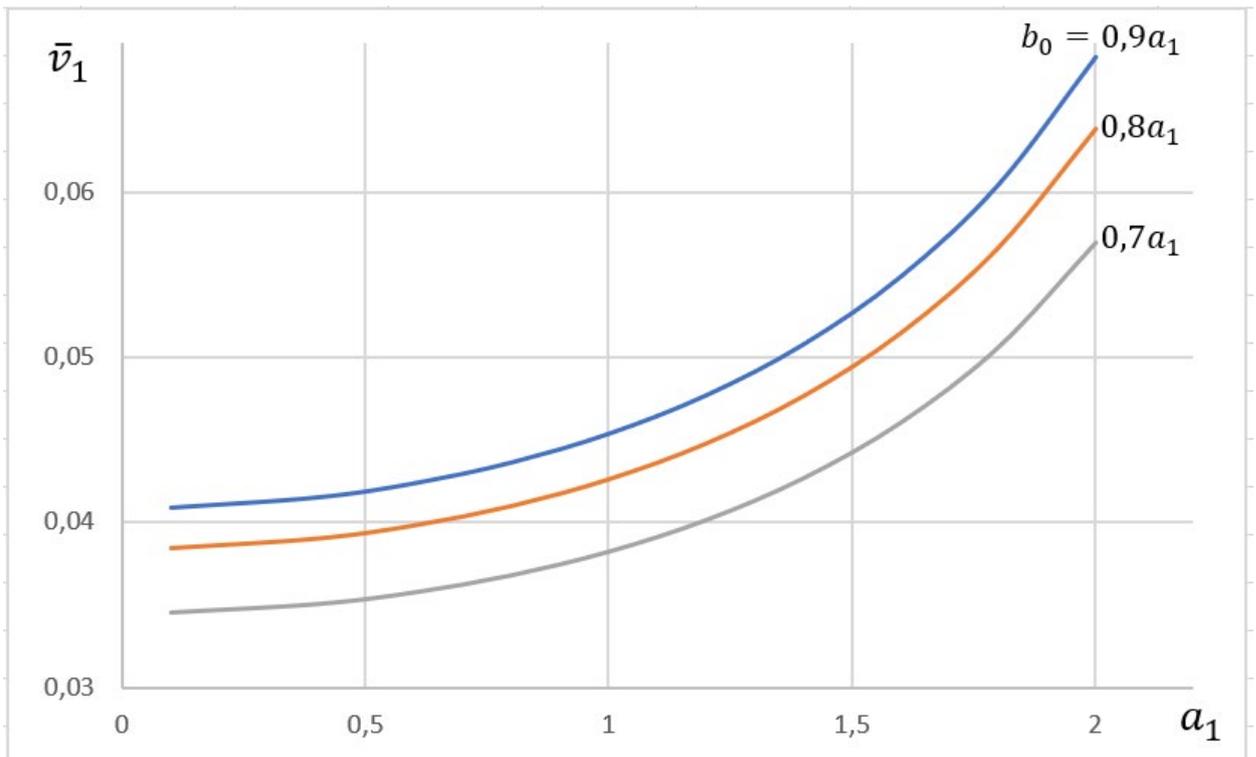


Рисунок 2.24 – Зависимость параметра вертикального прогиба  $\bar{v}_1$  от  $a_1$  при различных  $b_0$

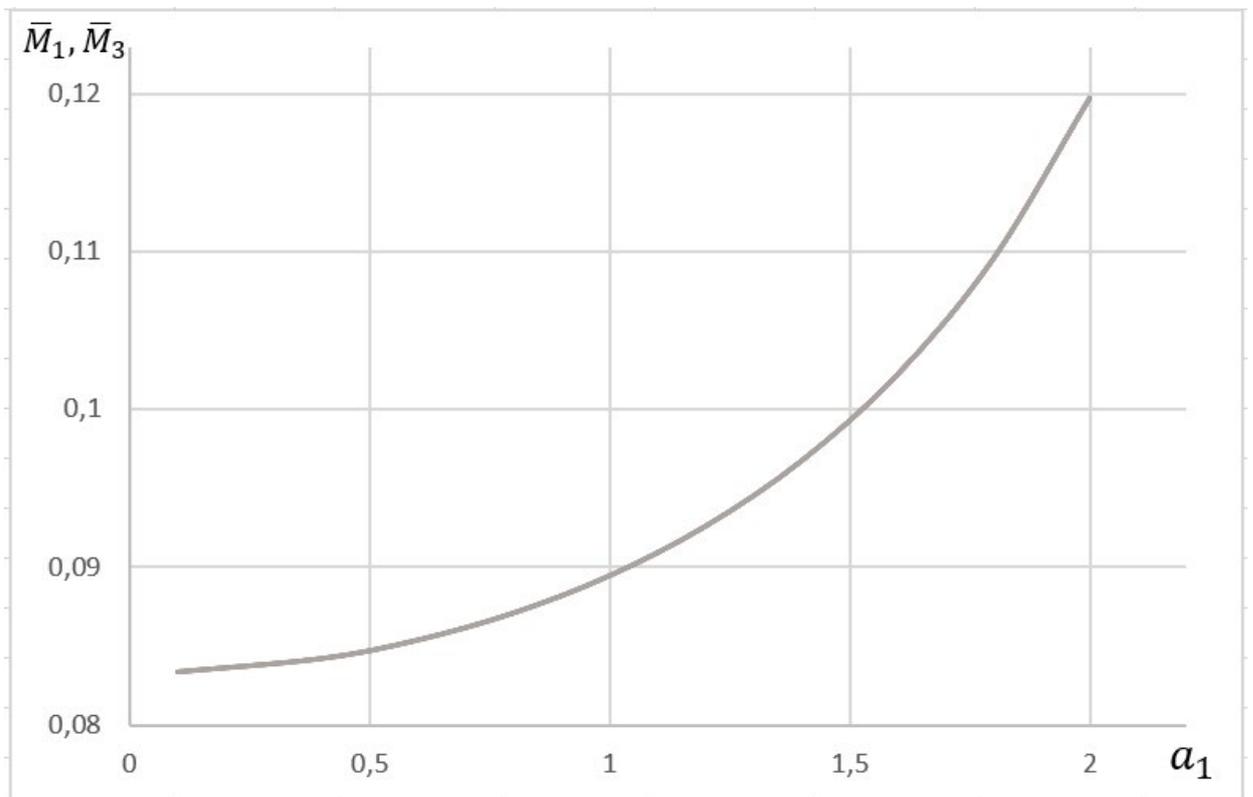


Рисунок 2.25 – Зависимость параметров изгибающего момента в местах опирания на подвижную и неподвижную опоры  $\bar{M}_1$  и  $\bar{M}_3$  от  $a_1$

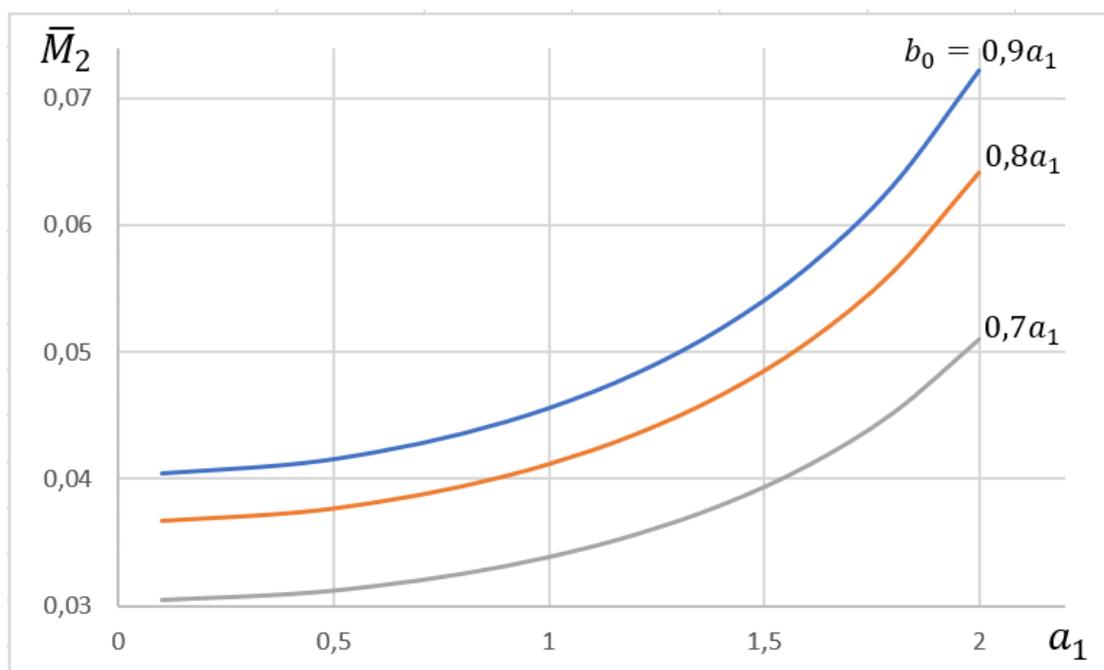


Рисунок 2.26 – Зависимость параметра изгибающего момента в сечении наибольшего прогиба трубопровода  $\bar{M}_2$  между подвижной и неподвижной опорами от  $a_1$  при различных  $b_0$

Используя рекомендуемую формулу по [26, 112], удлинение оси трубопровода  $u$  при его прогибе между двумя опорами может быть вычислено по формуле

$$u = \frac{\pi^2 v_1^2}{4l_0}. \quad (2.107)$$

Для всего участка между двумя неподвижными опорами суммарное удлинение находится умножением  $u$  по (2.107) на количество участков  $l_0$ . Это удлинение трубопровода при его изгибе в вертикальной плоскости. Суммарное удлинение находится суммированием удлинений при изгибе трубопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Суммарное удлинение учитывается при вычислении продольного усилия сжатия с учетом этих удлинений. При этом эти удлинения приводят к снижению продольного сжимающего усилия от первоначального  $N_0$  до равновесного  $N$ .

Сложение изгибающих моментов в расчетных сечениях производится по формуле

$$M = \sqrt{M_{\Gamma}^2 + M_{\text{В}}^2}, \quad (2.108)$$

где  $M_r$  – изгибающий момент в горизонтальной плоскости;

$M_B$  – изгибающий момент в данном сечении в вертикальной плоскости.

## 2.7 Исследование влияния изгиба в вертикальной плоскости зигзагообразно участка надземного трубопровода на величину общего удлинения

Удлинение  $u_1$  для одного пролета между опорами определяется как

$$u_1 = \frac{\pi^2 v_1^2}{4l_0}. \quad (2.109)$$

Рассмотрим участок с 4 пролетами между неподвижной опорой и вершиной угла поворота, как максимально рекомендуемым числом пролетов по [19, 37, 74].

Тогда имеем общее удлинение от вертикального прогиба 4 пролетов

$$u_1 = \frac{\pi^2 v_1^2}{l_0}. \quad (2.110)$$

Далее преобразуя выражение (2.110), совместно с выражением (2.28) получим

параметр влияния  $\frac{\pi^2 v_1^2 EF}{l_0 l_p} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{EI} \left(\frac{tg\varphi}{q_p}\right)^2}$ , где  $l_p = 4l_0$ .

Тогда

$$\frac{\pi^2 v_1^2 EF}{4l_0^2} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{EI} \left(\frac{tg\varphi}{q_p}\right)^2}. \quad (2.111)$$

Имеем значение прогиба

$$v_1 = \frac{ql_0^4}{16EI} \cdot \bar{v}_1, \quad (2.112)$$

где  $\bar{v}_1 = \frac{1}{a_1^3} \left( \frac{1}{\sin a_1} - \frac{1}{tg a_1} - \frac{a_1}{2} \right)$ . (2.113)

Тогда параметр влияния будет

$$\frac{\pi^2 EF}{4l_0^2} \cdot \frac{q^2 l_0^8 \bar{v}_1^2}{(EI)^2 \cdot 256} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{EI} \left(\frac{tg\varphi}{q_p}\right)^2} = \left(\frac{\pi q l_0^3}{32I}\right)^2 \frac{F}{E} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{EI} \left(\frac{tg\varphi}{q_p}\right)^2} \cdot \bar{v}_1^2. \quad (2.114)$$

Выделим в выражении (2.114) коэффициент влияния

$$K_1 = \left( \frac{\pi q l_0^3}{32I} \right)^2 \frac{F}{E} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{EI} \left( \frac{tg\varphi}{q_p} \right)^2}. \quad (2.115)$$

Здесь  $q$  – вес трубопровода единичной длины с продуктом и изоляцией,  $q_p = q \cdot f_T$ .

Отсюда следует параметр влияния

$$\Pi_B = K_1 \cdot \bar{v}_1^2. \quad (2.116)$$

Комплексный безразмерный параметр  $K_1$  используется не только для обеспечения компактной записи, но и для исследования влияния каждого входящего в него параметра ( $q, l_0, I, F, q_p, \varphi$ ) на НДС участка трубопровода под воздействием температурного перепада и рабочего давления.

Оценим влияние изгиба участка трубопровода в вертикальной плоскости на его напряженно-деформированное состояние на примере магистрального нефтепровода диаметром 1020 мм с толщиной стенки 20 мм, рабочим давлением 6 МПа, температурным перепадом  $\Delta t = 20^\circ\text{C}$ , уложенного зигзагообразно, расстоянием между неподвижными опорами 240 м, 8 пролетов по 30 м (Рисунки 2.27-2.29).

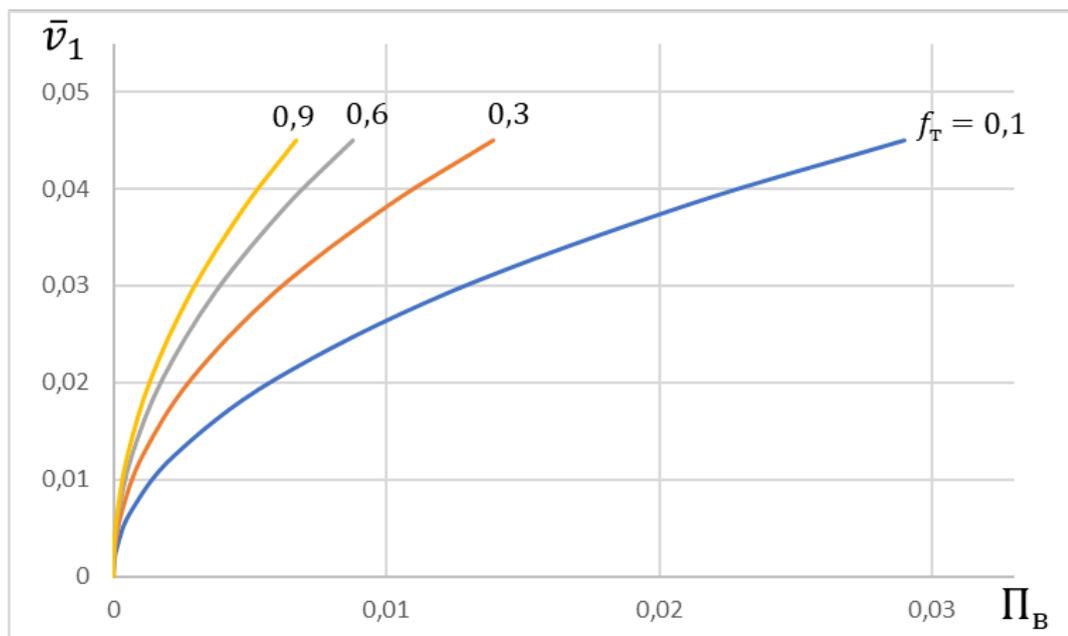


Рисунок 2.27 – Характер изменения вертикального прогиба между опорами при различных коэффициентах трения трубопровода на опорах

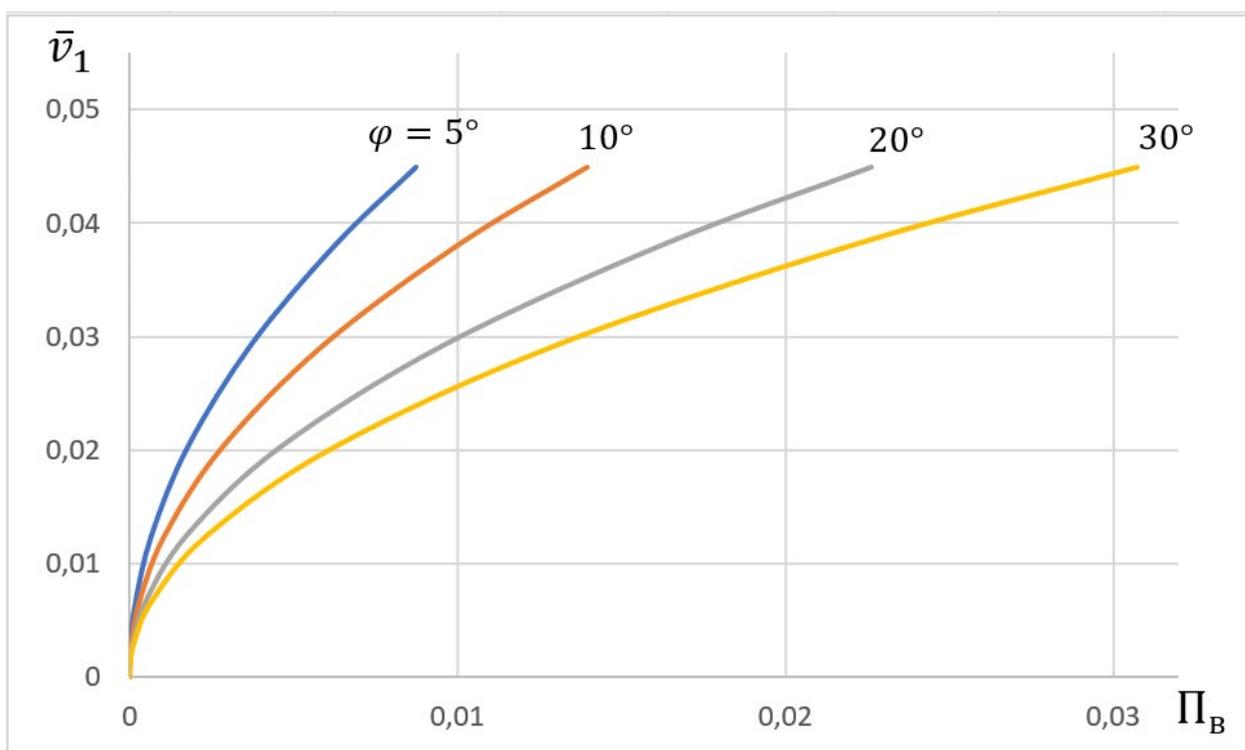


Рисунок 2.28 – Характер изменения вертикального прогиба между опорами при различных углах отклонения участка трубопровода от горизонтальной оси

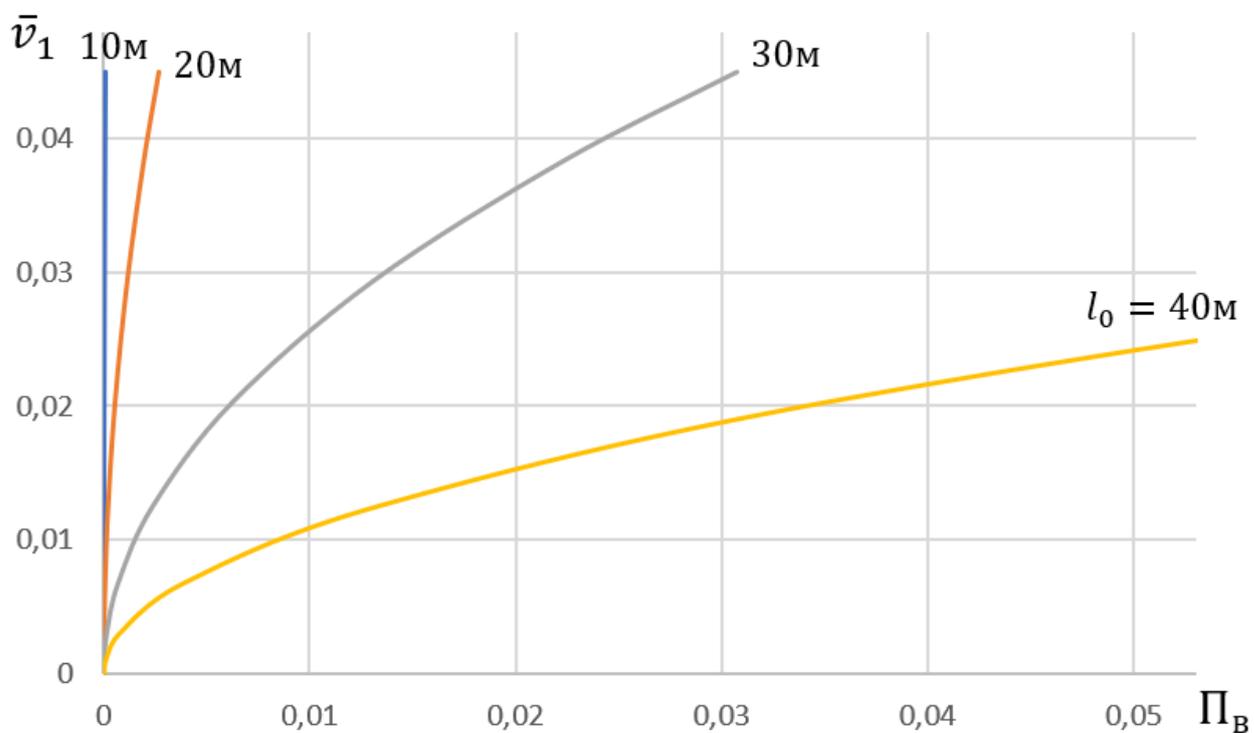


Рисунок 2.29 – Характер изменения вертикального прогиба между опорами при различных расстояниях между опорами

На Рисунках 2.27-2.29 можно качественно оценить влияние параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода на его вертикальный прогиб под действием температурного перепада и внутреннего давления.

Наибольшее отклонение кривой на графиках 2.27-2.29 от оси  $\bar{v}_1$  показывает наибольшее влияние рассматриваемого параметра на вертикальный прогиб между опорами.

Как видно из графика 2.27 наиболее сильное влияние на вертикальный прогиб оказывает коэффициент трения на опорах равный  $f_T = 0,1$ . Из графика 2.28 можно заключить, что наибольшее влияние на вертикальный прогиб оказывает такая конструкция участка трубопровода, при которой угол отклонения трубопровода  $\varphi$  от горизонтальной оси равен 30 градусам. Как видно из графика 2.29 наиболее сильное влияние на вертикальный прогиб оказывает расстояние между опорами  $l_0 = 40$  м.

С учетом формул (2.16), (2.17), (2.110), (2.112), (2.113) для данного выше примера рассчитано влияние удлинения участка трубопровода от вертикального прогиба на общее удлинение в процентном соотношении, что составило 0,2 %. Это позволяет сделать вывод о незначительном влиянии вертикальных перемещений на общее удлинение трубопровода при воздействии на него внутреннего давления и высокого температурного перепада. Следовательно, вертикальными перемещениями можно пренебречь при расчетах напряженно-деформированного состояния зигзагообразного участка надземного трубопровода.

## 2.8 Сравнение и анализ полученных результатов

Проанализируем влияние изменения коэффициента трения на вершине угла поворота на напряженно-деформированное состояние надземного зигзагообразного участка трубопровода от воздействия температурного перепада и рабочего давления независимо от диаметра труб согласно методикам, описанным в разделах 2.2-2.5.

Воспользуемся полученными нами расчетными формулами безразмерных параметров изгиба  $\bar{\nu}_0$  по формулам (2.17), (2.39), (2.50), (2.64), равновесного продольного сжимающего усилия  $\bar{N}$  по формуле (2.22), изгибающего момента  $\bar{M}$  по формулам (2.20), (2.40), (2.53), (2.66). Приведенные графики (Рисунки 2.30-2.32) позволяют качественно оценить влияние геометрических и эксплуатационных параметров надземного участка зигзагообразного трубопровода на его напряженно-деформированное состояние:

- с увеличением коэффициента трения на вершине угла поворота зигзагообразного участка надземного трубопровода равновесное продольное сжимающее усилие  $N$  равномерно увеличивается до 1,3 раз;
- с увеличением коэффициента трения на вершине угла поворота зигзагообразного участка надземного трубопровода изгиб  $\nu$  на вершине равномерно уменьшается до 1,8 раз;
- с увеличением коэффициента трения на вершине угла поворота зигзагообразного участка надземного трубопровода изгибающий момент  $M$  на вершине равномерно уменьшается до 1,2 раз.

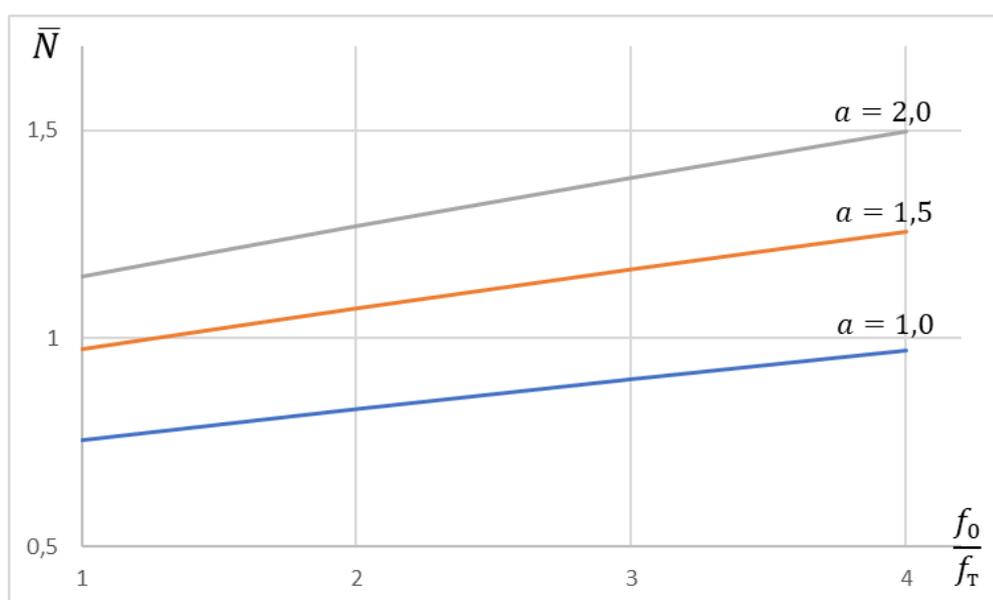


Рисунок 2.30 – Зависимость параметра продольного сжимающего усилия  $\bar{N}$  от различных коэффициентов трения на вершине угла поворота зигзагообразного участка надземного трубопровода при различных параметрах  $a$

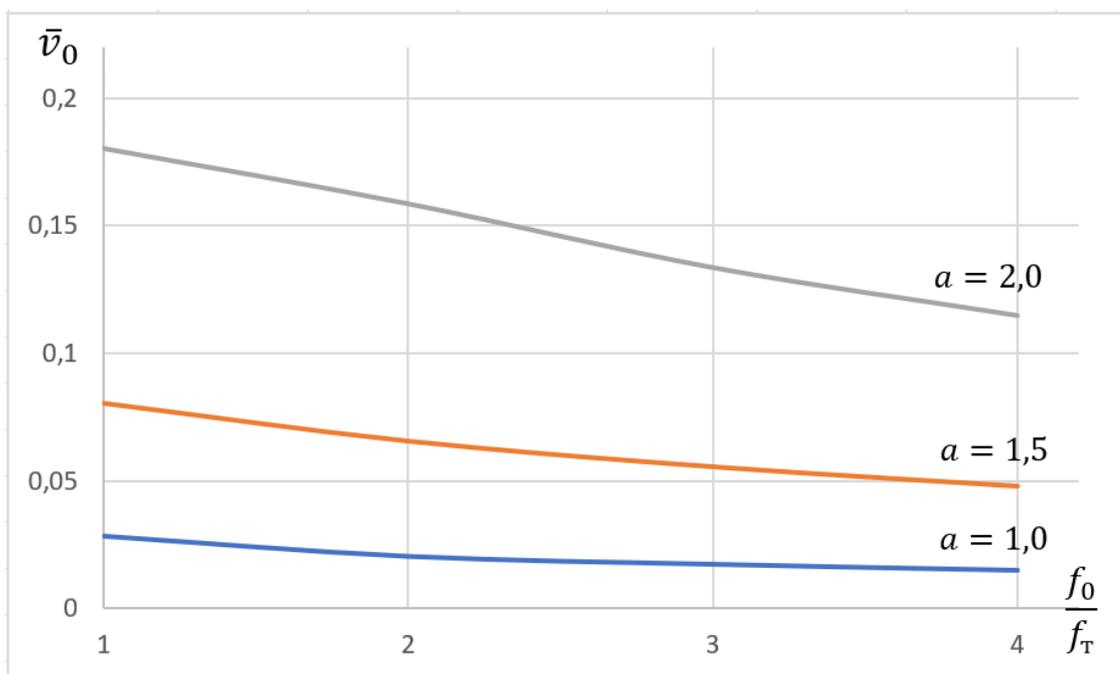


Рисунок 2.31 – Зависимость параметра изгиба  $\bar{v}_0$  от различных коэффициентов трения на вершине угла поворота зигзагообразного участка надземного трубопровода при различных параметрах  $a$

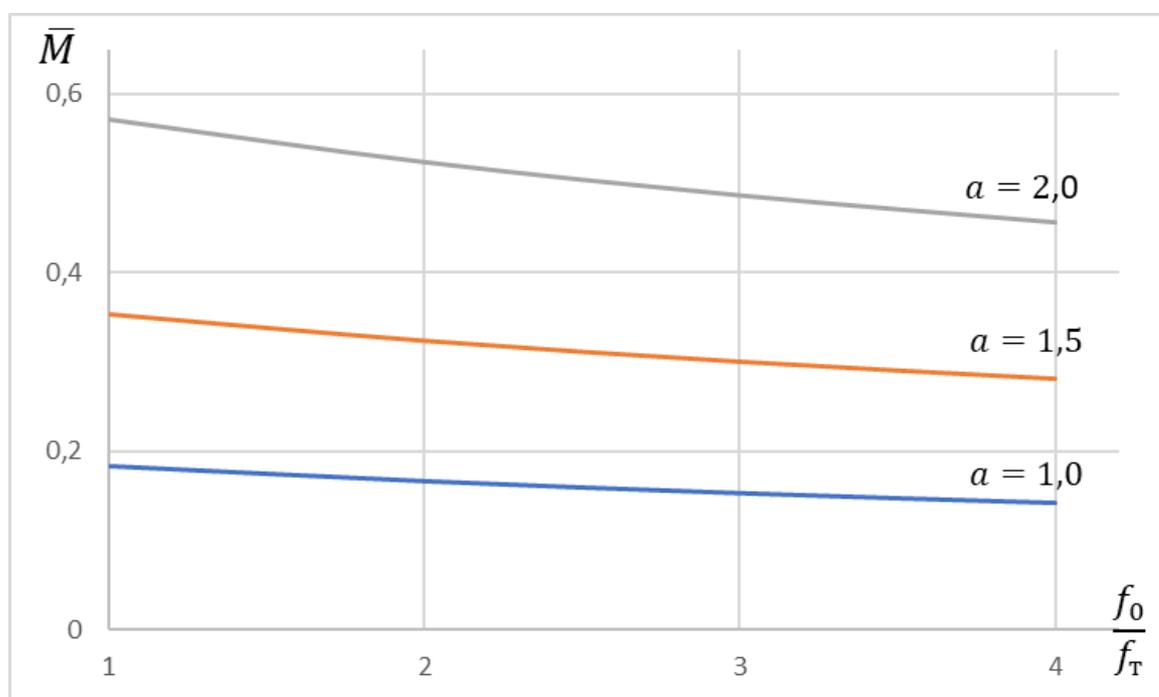


Рисунок 2.32 – Зависимость параметра изгибающего момента  $\bar{M}$  от различных коэффициентов трения на вершине угла поворота зигзагообразного участка надземного трубопровода при различных параметрах  $a$

Приведенные графики в разделах 2.2-2.7 позволяют качественно оценить влияние геометрических параметров трубы, конструктивных и эксплуатационных параметров зигзагообразного участка надземного трубопровода на его напряженно-деформированное состояние для различных диаметров трубопроводов. При этом можно получить размерные параметры максимального изгиба и изгибающего момента на вершине угла поворота по формулам (2.16) и (2.19), вертикального прогиба и изгибающего момента между опорами по формулам (2.82) и (2.101), равновесного усилия после перемещения участка трубопровода по формуле (2.21), умножив характеристики конкретного участка трубопровода на безразмерные параметры, обозначенные на данных графиках.

Количественная оценка влияния геометрических параметров трубы ( $D_n, \delta, I, F$ ), конструктивных ( $R, l_0, \varphi$ ) и эксплуатационных ( $q_p, p, \Delta t$ ) параметров зигзагообразного участка трубопровода на максимальные продольные напряжения и изгиб, возникающих от температурного перепада и внутреннего давления, проведена с помощью разработанной и запатентованной программы для ЭВМ [83] на языке программирования Mathcad 15 для расчета напряженно-деформированного состояния зигзагообразного участка надземного трубопровода с учетом коэффициента трения на опорах по разработанной методике, описанной в разделе 2.2.

Программа при заданных исходных данных рассчитывает геометрические параметры трубопровода, конструктивные параметры зигзагообразного участка трубопровода, начальные значения продольного усилия и напряжений в трубопроводе. Далее с учетом усилия трения на опорах рассчитывает конструктивные параметры зигзагообразного участка трубопровода после приложения нагрузок и воздействий на трубопровод, а также продольное усилие, изгибающий момент, продольные напряжения, изгибные напряжения и суммарные продольные напряжения после изгиба зигзагообразного участка трубопровода (Рисунок 2.33).

Mathcad - [720x12 1]

Файл Правка Вид Вставка Формат Инструменты Символьные операции Окно Справка

Normal Arial 10 B I U

Мой веб-узел Go

Введите исходные данные:

$D_n := 0.72$  наружный диаметр трубопровода, м;  
 $\delta := 0.012$  толщина стенки трубопровода, м;  
 $q := 5355$  вес трубопровода единичной длины с продуктом и изоляцией, Н/м;  
 $p := 4000000$  рабочее давление в трубопроводе, Па;  
 $n := 1.1$  коэффициент надежности по нагрузке от внутреннего давления;  
 $\Delta t := 20$  температурный перепад, градусы Цельсия;  
 $E := 206000000000$  модуль упругости, Па;  
 $\alpha_t := 0.000012$  коэффициент линейного расширения металла трубы, град<sup>-1</sup>;  
 $\mu := 0.3$  коэффициент Пуассона;  
 $l_0 := 30$  протяженность участка трубопровода между опорами, м;  
 $l_p := 120$  протяженность участка трубопровода между неподвижной опорой и опорой на вершине "змейки"; предполагается, что между неподвижными опорами 8 участков протяженностью  $l_0$ ;  
 $R_w := 28.8$  радиус кривизны гнутого отвода на вершине угла поворота, м; рекомендуется принимать  $R=(30-35) D_n$ , но не менее  $5D$ ;  
 $\varphi := 10$  угол поворота участка трубопровода, град.;  
 $f_{tr} := 0.2$  коэффициент трения на опорах;

Решение :

$D_{вн} := D_n - 2 \cdot \delta = 0.696$  внутренний диаметр трубопровода, м;  
 $F_{tr} := \frac{\pi \cdot (D_n^2 - D_{вн}^2)}{4} = 0.027$  площадь поперечного сечения трубы, м<sup>2</sup>;  
 $I := \frac{\pi \cdot (D_n^4 - D_{вн}^4)}{64} = 1.673 \times 10^{-3}$  момент инерции поперечного сечения трубы, м<sup>4</sup>;  
 $W_w := \frac{2I}{D_n} = 4.647 \times 10^{-3}$  момент сопротивления трубы, м<sup>3</sup>;  
 $f_0 := \sin\left(\frac{\varphi}{2} \cdot \text{deg}\right) \cdot l_p = 10.459$  прогиб "змейки", м;  
 $\sigma_{кц} := n \cdot p \cdot \frac{D_{вн}}{2 \cdot \delta} = 1.276 \times 10^8$  кольцевые напряжения от рабочего давления, Па;  
 $P := q \cdot f_{tr} \cdot l_0 = 3.213 \times 10^4$  усилие трения на опорах, Н;  
 $N_0 := F_{tr} \cdot (0.2 \cdot \sigma_{кц} + \alpha_t \cdot E \cdot \Delta t) = 2.001 \times 10^6$  начальное продольное усилие, Н;

Рисунок 2.33 – Окно программы

Программа применяется в учебном процессе для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 21.03.01 и магистров 21.04.01 «Нефтегазовое

дело», при чтении лекций, проведении практических занятий по дисциплинам «Сооружение магистральных и промысловых трубопроводов», «Строительство переходов и сложных участков газонефтепроводов», «Современные технологии строительства и ремонта объектов систем трубопроводного транспорта», «Современные проблемы развития науки, техники и технологии (нефтегазовые техника и технологии)».

Количественная оценка влияния конструктивных и эксплуатационных параметров на напряженно-деформированное состояние проводилась на примере надземного зигзагообразно уложенного участка магистрального нефтепровода диаметром 1020 мм с толщиной стенки 16 мм, рабочим давлением 6 МПа, весом с продуктом и изоляцией 11343 Н/м и температурным перепадом  $\Delta t = 10^\circ\text{C}$ . В результате расчета с помощью программы для ЭВМ [83] получили следующее:

- при увеличении коэффициента трения на всех опорах от 0,1 до 0,6 максимальные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}$  увеличиваются в 1,72 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{\text{max}}$  на вершине угла поворота уменьшается в 1,7 раза;
- при увеличении радиуса гнutoго отвода на вершине угла поворота от  $R = 5D_{\text{н}}$  до  $R = 40D_{\text{н}}$  максимальные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}$  уменьшаются в 1,35 раз, при этом изгиб трубопровода  $v_{\text{max}}$  на вершине угла поворота увеличивается незначительно в 1,006 раза;
- при увеличении угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$  от 5 до 15 градусов максимальные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}$  уменьшаются в 3,82 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{\text{max}}$  на вершине угла поворота уменьшается в 1,8 раз;
- при увеличении длины пролета между опорами  $l_0$  от 10 до 40 м максимальные продольные напряжения  $\sigma_{\text{пр}}$  увеличиваются в 2,29 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{\text{max}}$  на вершине угла поворота увеличивается в 3,28 раза;
- влияние удлинения участка трубопровода от вертикального прогиба  $v_1$  на общее удлинение в процентном соотношении для рассматриваемого

трубопровода составляет 0,2 %, что уточняет расчет напряжений и изгиба менее чем на 0,1 %;

- при увеличении веса трубы единичной длины с продуктом и изоляцией  $q$  от 5000 до 12000 Н/м максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  увеличиваются в 1,47 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается в 1,15 раза;

- при увеличении температурного перепада  $\Delta t$  от 2 до 15 °С максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются в 1,2 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота увеличивается в 2 раза;

- при увеличении внутреннего давления  $p$  от 2 до 8 МПа максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  увеличиваются в 3,02 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота увеличивается в 2,07 раза.

Расчет максимальных продольных напряжений и перемещений на вершине угла поворота рассматриваемого участка трубопровода с изменением коэффициента трения на вершине угла поворота от  $f_T$  до  $4 \cdot f_T$  по методикам, описанным в разделах 2.3-2.6, показал:

- при увеличении коэффициента трения на вершине угла поворота в 2 раза максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются в 1,01 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается в 1,07 раз;

- при увеличении коэффициента трения на вершине угла поворота в 3 раза максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются в 1,02 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается в 1,13 раз;

- при увеличении коэффициента трения на вершине угла поворота в 4 раза максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются в 1,03 раза, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается в 1,17 раз.

После многочисленных расчетов примеров с различными параметрами получены следующие результаты:

- при увеличении коэффициента трения на всех опорах от 0,1 до 0,8 максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  увеличиваются до 2 раз, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается до 2 раз;
- при увеличении радиуса гнutoго отвода на вершине угла поворота от  $R = 5D_H$  до  $R = 40D_H$  максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются до 1,5 раз, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота увеличивается незначительно до 1,01 раза;
- при увеличении угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$  от 5 до 15 градусов максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются до 5 раз, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается до 2 раз;
- при увеличении длины пролета между опорами  $l_0$  от 10 до 40 м максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  увеличиваются до 3 раз, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота увеличивается до 4 раз;
- влияние вертикального прогиба  $v_1$  между опорами на величину максимальных продольных напряжений и изгиба не превышает 0,5 %.

Предельные значения влияющих на НДС параметров принимались из опыта строительства и эксплуатации подобных надземных участков трубопроводов.

Множественные расчеты максимальных продольных напряжений и перемещений на вершине угла поворота надземного зигзагообразного участка трубопровода с изменением коэффициента трения на вершине угла поворота от  $f_T$  до  $4 \cdot f_T$  по методикам, описанным в разделах 2.3-2.6, показали:

- при увеличении коэффициента трения на вершине угла поворота в 2 раза максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются до 1%, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается до 2%;
- при увеличении коэффициента трения на вершине угла поворота в 3 раза максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются до 3 %, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается до 4 %;

– при увеличении коэффициента трения на вершине угла поворота в 4 раза максимальные продольные напряжения  $\sigma_{пр}$  уменьшаются до 5 %, при этом изгиб трубопровода  $v_{max}$  на вершине угла поворота уменьшается до 5 %.

В практике эксплуатации величина угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$  составляет как правило 12-15 градусов. Изучив количественное влияние изменения коэффициента трения на вершине угла поворота и угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси на НДС рассматриваемого участка трубопровода, получили следующее: при увеличении угла отклонения трубопровода от горизонтальной оси  $\varphi$  до 15 градусов можно добиться уменьшения максимальных продольных напряжений на вершине угла поворота до 6 раз и уменьшения изгиба до 3 раз с учетом того, что коэффициент трения на вершине в 4 раза больше, чем на остальных опорах, при этом используется гнутый отвод радиусом  $R = 40 \cdot D_n$ . Данный расчетный случай можно рассматривать как рациональный конструктивный вариант для уменьшения максимальных продольных напряжений и изгиба трубопровода на самом опасном для эксплуатации участке – на вершине угла поворота.

## Выводы по главе 2

1. Полученные аналитические зависимости параметров напряженно-деформированного состояния надземного трубопровода в зависимости от геометрических параметров трубы, конструктивных параметров участка трубопровода, при действии продольного сжимающего усилия, возникающего вследствие воздействия положительного температурного перепада и рабочего давления, с учетом сил трения на опорах, радиуса гнутого отвода на вершине угла поворота, вертикального прогиба между опорами и снижения продольного сжимающего усилия при перемещениях трубопровода, позволяют принимать конструкцию трубопровода из условия обеспечения его прочности и безопасности эксплуатации.

2. Исследования влияния увеличения коэффициента трения на опорах на вершине угла поворота зигзагообразного участка трубопровода показали, что увеличением коэффициента трения на вершине угла поворота в 4 раза можно снизить максимальные продольные напряжения до 5 % и уменьшить при этом изгиб до 5 %.

3. Исследования влияния увеличения в пределах возможных значений коэффициента трения на опорах и радиуса гнутого отвода на вершине угла поворота зигзагообразно уложенного участка трубопровода позволили установить следующие рациональные решения: с увеличением коэффициента трения на всех опорах максимальные продольные напряжения увеличиваются до 2 раз при снижении изгиба до 2 раз, а с увеличением радиуса гнутого отвода – уменьшаются до 1,5 раз при незначительном увеличении изгиба; при увеличении коэффициента трения на опоре в вершине угла поворота до 4 раз при угле отклонения трубопровода от горизонтальной оси 15 градусов и радиусе гнутого отвода  $R = 40D_H$  можно добиться максимального снижения продольных напряжений и перемещений.

4. Исследования влияния вертикального прогиба зигзагообразно уложенного участка трубопровода между опорами на параметры напряженно-деформированного состояния показали, что влияние вертикального прогиба между опорами на величину максимальных продольных напряжений и изгиба не превышает 0,5 %.

### **ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НАДЗЕМНОГО ЗИГЗАГООБРАЗНО УЛОЖЕННОГО УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА**

В настоящее время исследователи сталкиваются с рядом задач, которые тяжело поддаются аналитическому решению и требуют тяжелых длительных экспериментальных исследований. В таких случаях для решения поставленной задачи зачастую применяют компьютерное математическое моделирование, которым можно решать обширный круг задач во всех областях науки и техники.

Полученная аналитическими исследованиями методика расчета надземных зигзагообразных участков трубопроводов, рассмотренная в разделе 2.2, требует проверки ее адекватности. В исследованиях ниже применен как экспериментальный метод проверки, так и метод компьютерного математического моделирования. В компьютерной программе Старт-Проф 04.85 R1 реализован смешанный метод расчета трубопроводов на прочность: комбинация метода сил и метода перемещений, при этом рассматривается стержневая модель.

#### **3.1 Общие положения**

Для экспериментального подтверждения разработанной методики расчета напряженно-деформированного состояния надземных зигзагообразных участков трубопроводов, описанной в разделе 2.2, проведены лабораторные испытания на собранной экспериментальной установке.

Целью испытаний является проверка адекватности, работоспособности и практической пригодности разработанной методики расчета НДС зигзагообразного участка трубопровода.

Задачи проведения эксперимента:

- разработать экспериментальную установку;

- при заданных исходных данных получить значения напряжений и перемещений на экспериментальной установке, с помощью разработанной методики расчета и с помощью компьютерного моделирования на программе Старт-Проф;

- проанализировать полученные величины напряжений и перемещений и сделать соответствующие выводы об адекватности разработанной методики расчета [54, 55, 56].

Для достижения поставленной цели и решения поставленных задач соблюдалась следующая методика проведения эксперимента:

- описание экспериментальной установки и технологии проведения эксперимента;
- описание и порядок использования приборов и оборудования;
- планирование эксперимента для определения количества и условий проведения опытов, необходимых и достаточных для решения поставленных задач с требуемой точностью;
- выполнение самого эксперимента;
- получение результатов эксперимента и их обработка;
- анализ итоговых результатов и формулирование выводов.

Моделирование эксперимента не требуется в связи с тем, что для подтверждения адекватности полученной аналитической зависимости нет необходимости создавать модельную установку. Все аналитические, экспериментальные и компьютерные расчеты параметров НДС производятся для тех же геометрических, конструктивных и эксплуатационных параметров участка трубы, как и в экспериментальной установке.

### **3.2 Описание экспериментальной установки**

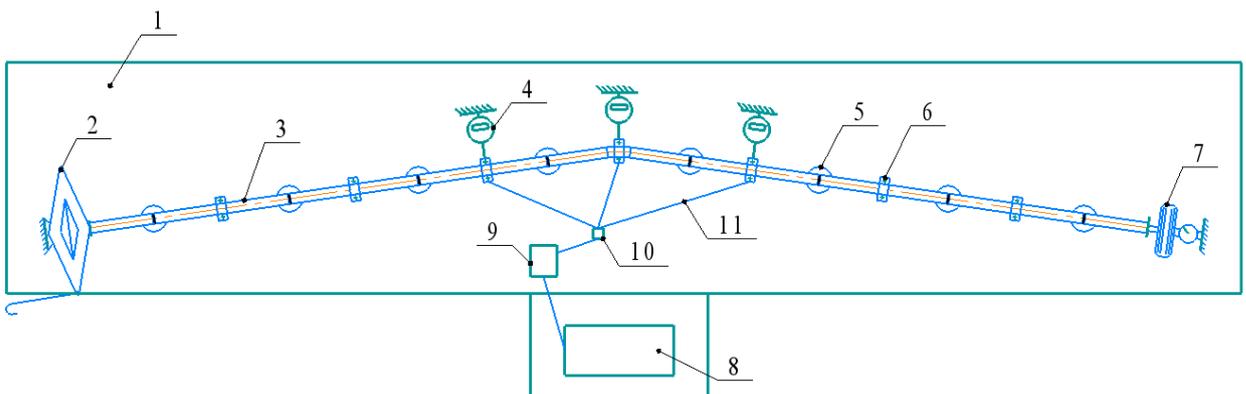
Целью экспериментальных исследований является проверка теоретических зависимостей по определению напряжений изгиба по формуле (4.4) с учетом 2.19

и максимального изгиба по формуле (2.16), и как следствие, выявление общего характера напряженно-деформированного состояния зигзагообразного участка надземного трубопровода.

Общий вид экспериментальной установки изображен на Рисунке 3.1, схема экспериментальной установки при виде сверху изображена на Рисунке 3.2.



Рисунок 3.1 – Общий вид экспериментальной установки



- 1 – станина; 2 – механический винтовой домкрат КД-01; 3 – зигзагообразный участок трубы; 4 – электронный индикатор перемещений ИЧЦ-10; 5 – тарированные грузы; 6 – хомуты, имитирующие опоры; 7 – механический динамометр сжатия ДОСМ-3-0,05; 8 – компьютер; 9 – плата Arduino Uno; 10 – аналогово-цифровой преобразователь НХ711; 11 – соединительные провода

Рисунок 3.2 – Схема экспериментальной установки (вид сверху)

Две стальные трубы диаметром 21,3 мм толщиной стенки 2,8 мм из стали марки Ст3, длиной по 2 м каждая, соединенные между собой с помощью гнutoго отвода радиусом 0,639 м ( $R = 30D_H$ ) под углом равным  $\varphi = 5^\circ$  к горизонтальной оси. Момент инерции поперечного сечения трубы равен  $I = 7121 \text{ мм}^4$ , осевой момент сопротивления равен  $W = 668,7 \text{ мм}^3$ , площадь поперечного сечения трубы равна  $F = 162,7 \text{ мм}^2$ . Вес одного метра трубы составляет  $q_m = 12,8 \frac{\text{Н}}{\text{м}}$ .

Описание используемых для эксперимента приборов и оборудования приведено в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Вид и технические характеристики используемых приборов и оборудования

Вид прибора или оборудования	Модель	Функция в эксперименте	Технические характеристики
Цифровой индикатор с электронным табло	ИЧЦ-10	измерение перемещений на вершине угла поворота	Диапазон измерений: 0-10 мм; Дискретность отсчета: 0,001 мм; Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений: 6 мкм
Динамометр сжатия	ДОСМ-3-0,05	измерение усилия сжатия, создаваемое домкратом	Диапазон измерений: 0,05-0,5 кН; Цена наименьшего деления шкалы от наибольшего предела измерения: не более 0,2%; Порог чувствительности динамометра не более 0,02% наибольшего предела измерения
Механический ромбический домкрат	КД-01	создание усилия сжатия на испытуемый образец	Грузоподъемность: 1800 кг
Тензодатчики	BF350-3AA	изменение электрического сопротивления, пропорционально силе механического воздействия, приложенного к чувствительному элементу	Сопротивление: 350 Ом; Коэффициент чувствительности: 2.0-2.20; Точность: 0.02 Ом

## Продолжение таблицы 3.1

Плата Arduino	Uno	полупроводник, который преобразует приложенные силу или давление в электрическое напряжение	Микроконтроллер ATmega328 Рабочее напряжение: 5В; Напряжение питания: 7-12В; Цифровые входы/выходы: 14 (из них 6 могут использоваться в качестве ШИМ-выходов); Аналоговые входы: 6; Максимальный ток одного вывода: 40 мА; Максимальный выходной ток вывода 3.3V: 50 мА; Flash-память 32 КБ
Аналогово-цифровой преобразователь	HX711	для получения данных с тензодатчиков и передачу их на плату Arduino	Напряжение питания – 5.5 В; Рабочее напряжение – 5 В; Количество каналов подключения тензодатчиков – 2; Коэффициент усиления – 32, 64, 128; Дифференциальный вход с напряжением – $\pm 40$ мВ; Разрядность АЦП – 24 бит; Частота измерений – 80 Гц; Рабочий ток <10 мА; Рабочая температура – -40 – 85 °С
Ноутбук	HP Envy 4-1055er	вывод на экран через среду разработки Arduino	Линейка процессора – Intel Core i3; Модель процессора – Core i3 2367M; Частота – 1.4 ГГц; Тип оперативной памяти – DDR3; Частота оперативной памяти – 1333 МГц; Размер оперативной памяти – 8 ГБ; Операционная система – Windows 10 Pro

Станина 1 жестко соединена с основанием и стеной без возможности ее перемещения. Сваренный зигзагообразно участок трубы 3 уложен на опоры 6 с расстоянием между опорами 0,5 м (Рисунок 3.3) на станину 1. Опоры 6 устанавливались так, чтобы труба на промежуточных опорах между вершиной угла поворота и неподвижной опорой имела возможность свободно передвигаться (Рисунок 3.4), тогда как труба на опоре в вершине угла поворота могла двигаться только в поперечном направлении (Рисунок 3.5). В качестве поперечной нагрузки использовались тарированные грузы 5, которые подвешивались между пролетами

(Рисунок 3.6). Испытания проводились при следующих поперечных нагрузках:  $q = 22,8 \text{ Н/м}$ ,  $q = 32,8 \text{ Н/м}$ ,  $q = 52,8 \text{ Н/м}$ ,  $q = 72,8 \text{ Н/м}$ .

Продольное сжимающее усилие создавалось с помощью механического ромбического винтового домкрата 2 с одной стороны трубы и измерялось динамометром сжатия 7 с другой стороны трубы (Рисунок 3.7).

Для измерения напряжений применялись тензодатчики, которые наклеивались на трубу в зоне растяжения. Технология наклейки тензодатчиков осуществлялась по рекомендациям завода-поставщика. Автоматический замер и запись сигналов от тензодатчиков осуществлялась с помощью платы Arduino Uno через преобразователь НХ711, выдавались на компьютер (Рисунок 3.8). Для измерения поперечных перемещений трубопровода под воздействием продольного сжимающего усилия использовались индикаторы перемещения 4 (Рисунок 3.9).



Рисунок 3.3 – Укладка зигзагообразного участка трубы на опоры

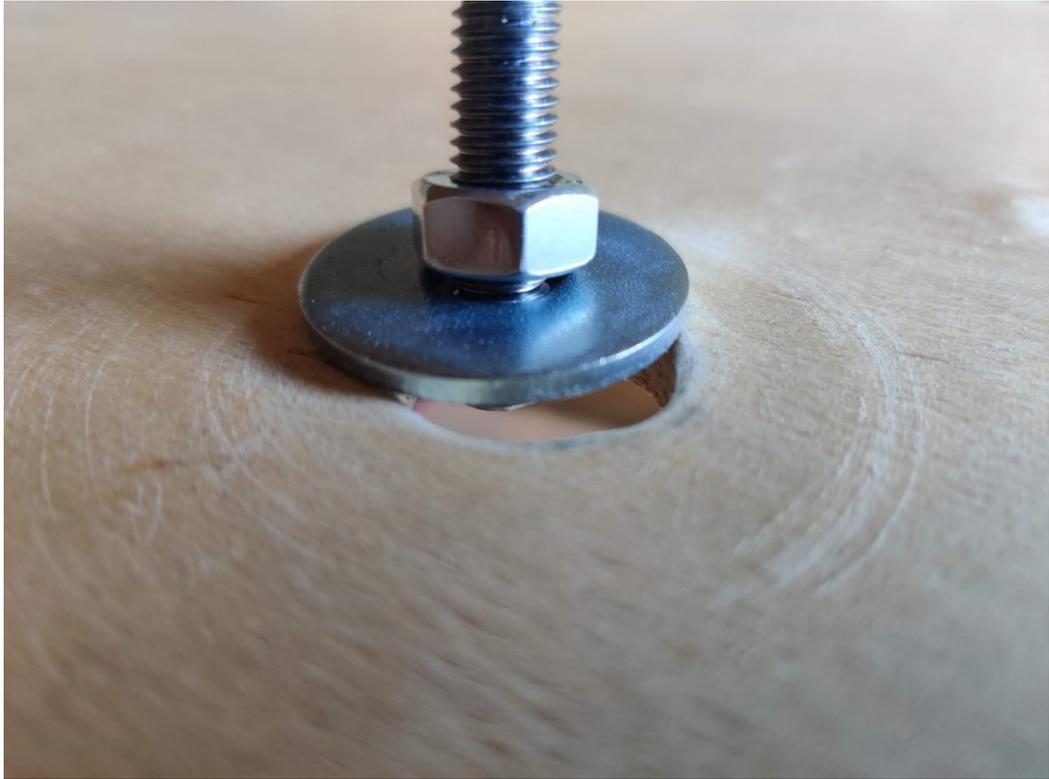


Рисунок 3.4 – Возможность свободного перемещения трубы на промежуточных опорах



Рисунок 3.5 – Возможность трубы на опоре в вершине угла поворота перемещаться только в поперечном направлении



Рисунок 3.6 – Создание распределенной поперечной нагрузки на трубу с помощью тарированных грузов



Рисунок 3.7 – Создание сжимающего усилия в трубе с помощью механического домкрата и измерение с помощью динамометра сжатия



Рисунок 3.8 – Замер и считывание экспериментальных значений напряжений и перемещений



Рисунок 3.9 – Замер поперечных перемещений участка трубы под действием сжимающего усилия

Для изменения величины силы трения участка трубы о стальные опоры использовались прокладки из различных материалов: полиэтилена, абразивной (наждачной) бумаги, резины (Рисунок 3.10).

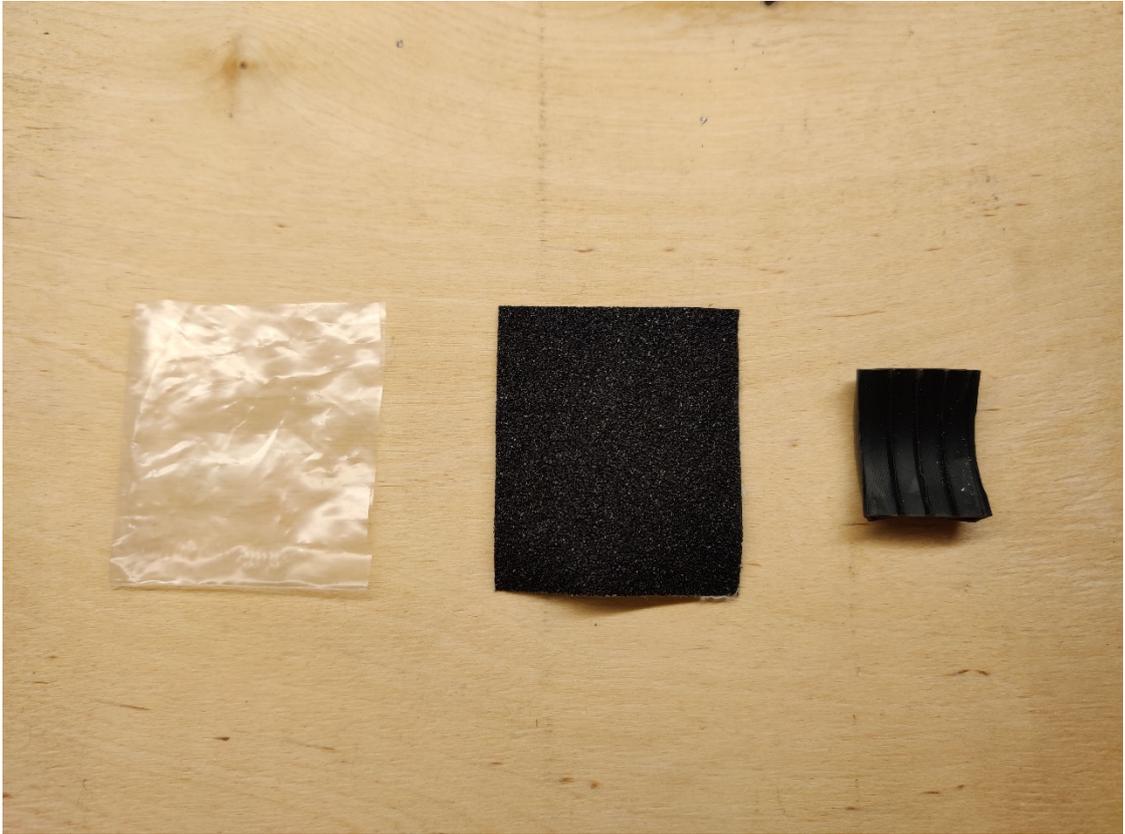
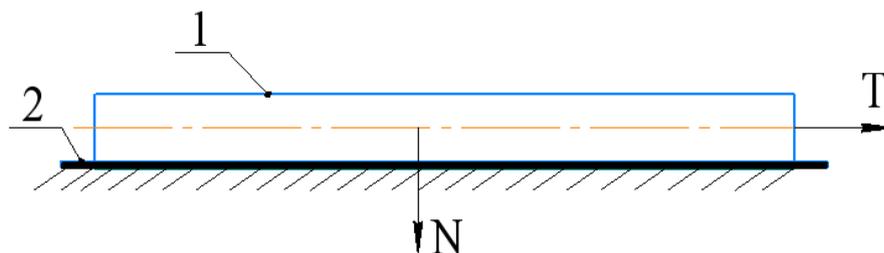


Рисунок 3.10 – Образцы материалов

Для достижения точности и достоверности экспериментальных исследований влияния коэффициента трения  $f_T$  на перемещения трубопровода и возникающих при этом напряжений в стенке трубы коэффициент трения следует определять на основе опытов, а не использовать известные табличные данные. Это связано с тем, что коэффициент трения зависит не только от контактирующих материалов, но и от состояния контактирующих поверхностей. Кроме того, коэффициент трения зависит и от состава материала. Поэтому опыты по установлению величины действительного коэффициента трения необходимо произвести с теми материалами, с которыми будет производиться основной эксперимент по определению напряжений и перемещений рассматриваемого участка трубы.

Определение коэффициента трения между контактирующими поверхностями, используемыми в эксперименте, производилось следующим образом (Рисунок 3.11).



1 – отрезок трубы; 2 – контактирующая поверхность (полиэтилен, наждачная бумага, резина)

Рисунок 3.11 – Схема проведения опытов для определения коэффициента трения между контактирующими поверхностями

Отрезок трубы длиной 2 м укладывается на контактирующую поверхность, которая в свою очередь приклеена на неподвижную поверхность. С помощью электронного безмена через отверстие в трубке прикладывается тяговое усилие  $T$ , величина которого при движении должна достичь постоянной величины и быть зафиксирована. После этого величина коэффициента трения вычисляется по формуле

$$f_T = \frac{T}{N}, \quad (3.1)$$

где  $N$  – вес трубы;

$T$  – сила, приложенная к трубе, при ее движении с постоянной скоростью.

Для уточнения полученных результатов измерения производились по 10 раз для каждого вида контактирующей поверхности и окончательно принималось среднее арифметическое значение.

По результатам проведенных опытов установлено, что коэффициент трения между трубой и полиэтиленом составил  $f_T = 0,22$ , между трубой и наждачной бумагой  $f_T = 0,91$ , между трубой и резиной  $f_T = 0,64$ .

### 3.3 Методика проведения эксперимента

С помощью разработанной программы для ЭВМ [83] на основе полученной методики, описанной в разделе 2.2, определим расчетные значения продольного усилия  $N$ , напряжения изгиба  $\sigma_{и}$  и максимального изгиба  $\nu$  для заданных характеристик экспериментальной установки (Таблица 3.2). Следует учесть, что суммарные продольные напряжения в стенке трубы не должны превышать предела текучести материала трубы (Ст3) равной  $\sigma_{т} = 240$  МПа. Длину трубы для экспериментальной установки выбрали исходя из того, что приложенные продольные сжимающие усилия в трубе будут соответствовать условию, что длина изогнутого участка  $l \leq 4l_0 = 2$  м.

Таблица 3.2 – Наибольшие значения принятого в эксперименте сжимающего усилия  $N$  и соответствующие им расчетные значения изгиба  $\nu$  и длины изогнутого участка  $l$

Для коэффициента трения трубы на опоре $f_{т} = 0,22$				
$q$ , Н/м	22,8	32,8	52,8	72,8
$N$ , Н	68	89	125	157
$\nu$ , мм	0,495	0,478	0,448	0,421
$l$ , мм	1796	1626	1420	1289
Для коэффициента трения трубы на опоре $f_{т} = 0,64$				
$q$ , Н/м	22,8	32,8	52,8	72,8
$N$ , Н	147	189	259	316
$\nu$ , мм	0,429	0,394	0,331	0,277
$l$ , мм	1328	1186	1009	892
Для коэффициента трения трубы на опоре $f_{т} = 0,91$				
$q$ , Н/м	22,8	32,8	52,8	72,8
$N$ , Н	188	239	321	384
$\nu$ , мм	0,395	0,349	0,271	0,208
$l$ , мм	1191	1055	880	761

После того, как экспериментальная установка собрана, подключены все необходимые приборы и оборудование, проведена их калибровка, начинается процесс выполнения эксперимента. Путем навешивания тарированных грузов вдоль экспериментального участка трубы создается распределенная нагрузка интенсивностью, равной  $q = 22,8 \text{ Н/м}$ ,  $q = 32,8 \text{ Н/м}$ ,  $q = 52,8 \text{ Н/м}$ ,  $q = 72,8 \text{ Н/м}$  поочередно для каждой серии экспериментов. Далее с помощью механического домкрата КД-01 с одного конца экспериментального участка трубы создается поэтапно необходимое усилие сжатия до величины, не превышающей максимальное значение, приведенное в Таблице 3.2. Измеряемая величина сжимающего усилия отображается на динамометре сжатия ДОСМ-3-0,05 и при этом параллельно фиксируются в журнал значения перемещений с помощью индикатора ИЧЦ-10 и значения напряжений на вершине угла поворота, выводимые на экран монитора ноутбука с помощью преобразования деформации тензодатчика в электрический сигнал. Далее происходит дальнейшее сжатие участка трубы и фиксируются полученные значения напряжений и перемещений в журнал измерений.

Методика проведения серии экспериментов для различных коэффициентов трения трубы на опорах одинаковая, происходит только замена контактирующей поверхности между опорой и трубой: полиэтилен, резина, наждачная бумага.

Для того, чтобы уменьшить случайные ошибки измерений до доверительного интервала с заданной надежностью, необходимо определить минимальное количество измерений. Для этого проводились предварительные измерения показателей относительной деформации тензодатчика, установленного на вершине угла поворота участка трубы.

С помощью теории математической статистика [5, 58, 111] определено среднеквадратичное отклонение случайной величины по формуле (3.2) и абсолютная погрешность случайных ошибок по формуле (3.3):

$$S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}, \quad (3.2)$$

где  $x_i$  – значение случайно величины;

$\bar{x}$  – среднее значение случайной величины.

$$\Delta S_{\text{сл}} = t_{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n(n-1)}}. \quad (3.3)$$

Необходимое минимальное количество измерений определяется по формуле

$$n_{\text{min}} = \frac{t_{\beta}^2 \cdot S^2}{S_0^2}, \quad (3.4)$$

где  $t_{\beta}$  – табулированное значение аналитической функции, определяемое по Таблице 3 [58] в зависимости от вероятности определения  $\beta$ . При доверительной вероятности  $p = 0,95$  табулированное значение  $t_{\beta} = 2,45$ .

Тогда минимальное количество измерений по формуле (3.4) для сжимающих усилий равно 15, для напряжений 16, для изгибов 13. Принято решение провести по 16 измерений всех величин.

На экспериментальной установке тензодатчики BF350-3AA установлены на трубу с помощью клея в трех точках (на вершине угла поворота и по обе стороны от нее в зоне растяжения). Тензодатчики соединены с платой Arduino Uno через аналогово-цифровой преобразователь HX711, предназначенный для преобразования величины деформации в электрический сигнал. Для дальнейшей передачи и обработки информации аналогово-цифровой преобразователь HX711 подключается к плате Arduino Uno, а Arduino Uno через USB-кабель подключается к компьютеру. После калибровки тензодатчиков производятся измерения косвенных величин напряжений, которые требуются для получения необходимых величин изгибных напряжений [50].

Для конвертирования полученных экспериментальных величин в требуемые напряжения изгиба необходимо выполнить следующие преобразования.

В результате проведенных экспериментов получены выходные данные в виде считываемого напряжения  $V$  в мВ. Согласно закону Гука, при упругой деформации механические напряжения  $\sigma$  пропорциональны относительной деформации  $\varepsilon$

$$\sigma = E \cdot \varepsilon, \quad (3.5)$$

где  $E$  – модуль упругости материала трубы.

Относительное удлинение тензодатчика BF350-3AA при действии на него продольного усилия находим следующим образом [50]. При отсутствии растяжения тензодатчика относительное выходное напряжение моста равно

$$\frac{V}{V_{\text{ВХ}}} = \frac{GF \cdot \varepsilon}{4} \cdot \left( \frac{1}{1 + GF \cdot \frac{\varepsilon}{2}} \right),$$

$$4V \cdot \left( 1 + GF \cdot \frac{\varepsilon}{2} \right) = V_{\text{ВХ}} \cdot GF \cdot \varepsilon,$$

$$4V + 2 \cdot GF \cdot \varepsilon \cdot V - V_{\text{ВХ}} \cdot GF \cdot \varepsilon = 0,$$

$$\varepsilon \cdot (V_{\text{ВХ}} \cdot GF - 2GF \cdot V) = 4V,$$

$$\varepsilon = \frac{4V}{V_{\text{ВХ}} \cdot GF - 2GF \cdot V}, \quad (3.6)$$

где  $GF$  – коэффициент тензочувствительности для тензодатчика BF350-3AA, равный 2,1;

$V_{\text{ВХ}}$  – напряжение питания, равное 2,5 В;

$V$  – выходное (считываемое) напряжение, мВ.

Отсюда по формуле (3.5) получаем требуемое напряжение изгиба для рассматриваемого участка трубы.

### **3.4 Исследования напряженного-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода в программном комплексе Старт-Проф 4.85 R1**

Произведен расчет рассматриваемого экспериментального участка трубы с заданными исходными параметрами в программном комплексе Старт-Проф 4.85 R1. Результаты расчета напряжений и изгибов участка трубы приведены на Рисунках 3.12 и 3.13 для коэффициента трения на опорах  $f_{\text{T}} = 0,22$  и распределенной нагрузке  $q = 22,8$  Н (красным выделена исследуемая область, то есть вершина угла поворота).

Элемент	Начальный конечный узел	Кольцевое напряжение от давления, (кгс/кв.см)				Продольное осевое напряжение, (кгс/кв.см)		Продольное фибровое напряжение, (кгс/кв.см)		
		Рас-чётное	доп.	Норма-тивное	доп.	Рас-чётное	доп.	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп.
Воздушный участок	1					-5.10	1703.23	16.59	6.40	1000
	2					-5.10	1703.23	16.62	6.43	1000
Воздушный участок	2					-5.09	1703.23	16.61	6.44	1000
Воздушный участок	3					-5.09	1703.23	16.58	6.41	1000
	4					-5.06	1703.23	16.55	6.44	1000
Воздушный участок	4					-5.06	1703.23	17.83	7.72	1000
	5					-5.02	1703.23	17.79	7.76	1000
Гнутый отвод большого радиуса	5					-5.02	1703.23	15.75	5.72	1000
	5					-5.03	1703.23	18.77	8.73	1000
Воздушный участок	5					-5.02	1703.23	18.77	8.73	1000
	10					-5.02	1703.23	18.83	8.79	1000
Воздушный участок	10					-5.02	1703.23	18.83	8.79	1000
	11					-5.02	1703.23	18.77	8.73	1000
Гнутый отвод большого радиуса	11					-5.03	1703.23	18.77	8.73	1000
Воздушный участок	11					-5.02	1703.23	15.75	5.72	1000
	6					-5.02	1703.23	17.79	7.75	1000
Воздушный участок	6					-5.06	1703.23	17.83	7.72	1000
	7					-5.06	1703.23	16.55	6.44	1000
Воздушный участок	7					-5.09	1703.23	16.58	6.41	1000
	8					-5.09	1703.23	16.61	6.44	1000
Воздушный участок	8					-5.10	1703.23	16.62	6.43	1000
	9					-5.10	1703.23	16.59	6.40	1000

Рисунок 3.12 – Окно программы с результатами расчета напряжений

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)			Поворот вокруг глобальной оси, (°)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
1	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0	0	0	0
2	Опора скользящая	0.001	0.001	0	0.001	0	0
3	Опора скользящая	0.002	0.002	0	0.002	0	0
4	Опора скользящая	0.003	0.014	0	0.003	0	0.004
5	Гнутый отвод большого радиуса	0.004	0.048	0.001	0.004	0.001	0.001
6	Опора скользящая	0.001	0.014	0	0.003	0.001	0.004
7	Опора скользящая	0.002	0.002	0	0.002	0	0
8	Опора скользящая	0.001	0.001	0	0.001	0	0
9	Опора мертвая (неподвижная с заземлением)	0	0	0	0	0	0
10	Опора скользящая	0.004	0.049	0	0.004	0	0
11	Гнутый отвод большого радиуса	0.004	0.049	0	0.004	0	0

Рисунок 3.13 – Окно программы с результатами расчета перемещений

Результаты сравнения значения напряжений в зоне растяжения и перемещений в вершине угла поворота по предлагаемой методике и на программе Старт-Проф 4.85 R1 приведены в Таблице 3.3. В данной версии программы Старт-Проф максимальный коэффициент трения, который можно задать, равен  $f_T = 0,7$ .

Таблица 3.3 – Результаты расчета напряжений и перемещений по предлагаемой методике и на программе Старт-Проф 4.85 R1

По предлагаемой методике [83]		На программе Старт-Проф 4.85 R1	
$\sigma$ , МПа	$v$ , мм	$\sigma$ , МПа	$v$ , мм
при $f_T = 0,22, q = 22,8$ Н			
0,854	0,051	0,862	0,049
1,440	0,074	1,485	0,073
1,877	0,125	1,928	0,121
2,204	0,177	2,274	0,173
2,555	0,229	2,628	0,221
3,238	0,362	3,336	0,346
3,793	0,495	3,907	0,475
при $f_T = 0,64, q = 22,8$ Н			
0,503	0,005	0,516	0,004
1,606	0,037	1,655	0,035
2,482	0,081	2,554	0,074
3,093	0,127	3,185	0,122
3,687	0,176	3,795	0,169
4,866	0,301	5,012	0,288
5,904	0,429	6,081	0,413
при $f_T = 0,22, q = 52,8$ Н			
0,656	0,008	0,674	0,007
1,684	0,046	1,735	0,045
2,379	0,092	2,451	0,089
2,964	0,141	3,052	0,134
3,442	0,191	3,545	0,183
4,482	0,318	4,617	0,306
5,414	0,448	5,576	0,431
при $f_T = 0,64, q = 52,8$ Н			
0,11	0,001	0,103	0,001
0,815	0,005	0,841	0,004
2,005	0,027	2,065	0,025
3,134	0,062	3,228	0,059
4,142	0,102	4,266	0,097
6,115	0,212	6,298	0,204
7,650	0,331	7,879	0,317

В результате сравнения величин напряжений и перемещений по Таблице 3.3 можно заключить, что разница между величинами составляет не более 5 %. Этот факт подтверждает адекватность полученной методики расчета напряженно-деформированного состояния зигзагообразного участка трубопровода.

Предлагаемые разработанные методики, рассмотренные в разделах 2.2-2.5, позволяют рассчитывать напряжения и перемещения только на вершине угла поворота. Однако, не маловажна картина распределения напряжений и перемещений на всем зигзагообразном участке трубопровода.

Программный комплекс Старт-Проф позволяет достаточно точно количественно оценить распределение напряжений и перемещений на всем участке рассматриваемого участка трубопровода.

Проверка адекватности методик, рассмотренных в разделах 2.3-2.5, проводилась только с помощью программного комплекса Старт-Проф 4.85 R1, ввиду того что на экспериментальной установке не удалось достичь величины коэффициента трения на опоре в вершине угла поворота ровно в 2, 3 и 4 раза больше, чем на остальных, что может внести большую погрешность экспериментальных измерений.

Результаты расчета напряжений и изгибов для заданных геометрических и конструктивных параметров рассматриваемого участка трубы при коэффициенте трения на опорах равном  $f_T = 0,1$  с увеличением его в 2, 3 и 4 раза на опоре в вершине угла и распределенной нагрузке  $q = 52,8$  Н/м приведены на Рисунках 3.14-3.16.

По полученным результатам расчета можно подтвердить вывод, сделанный во 2 главе, о том, что при увеличении коэффициента трения на вершине угла поворота в 4 раза для рассматриваемого участка трубы напряжения уменьшаются в зоне растяжения в 1,2 раза, в зоне сжатия в 1,003 раза, а изгиб уменьшается в 1,09 раза.

Также можно заметить, что величина напряжений и перемещений вдоль участка снижается неравномерно, причем изменение это принимает волнообразный характер.

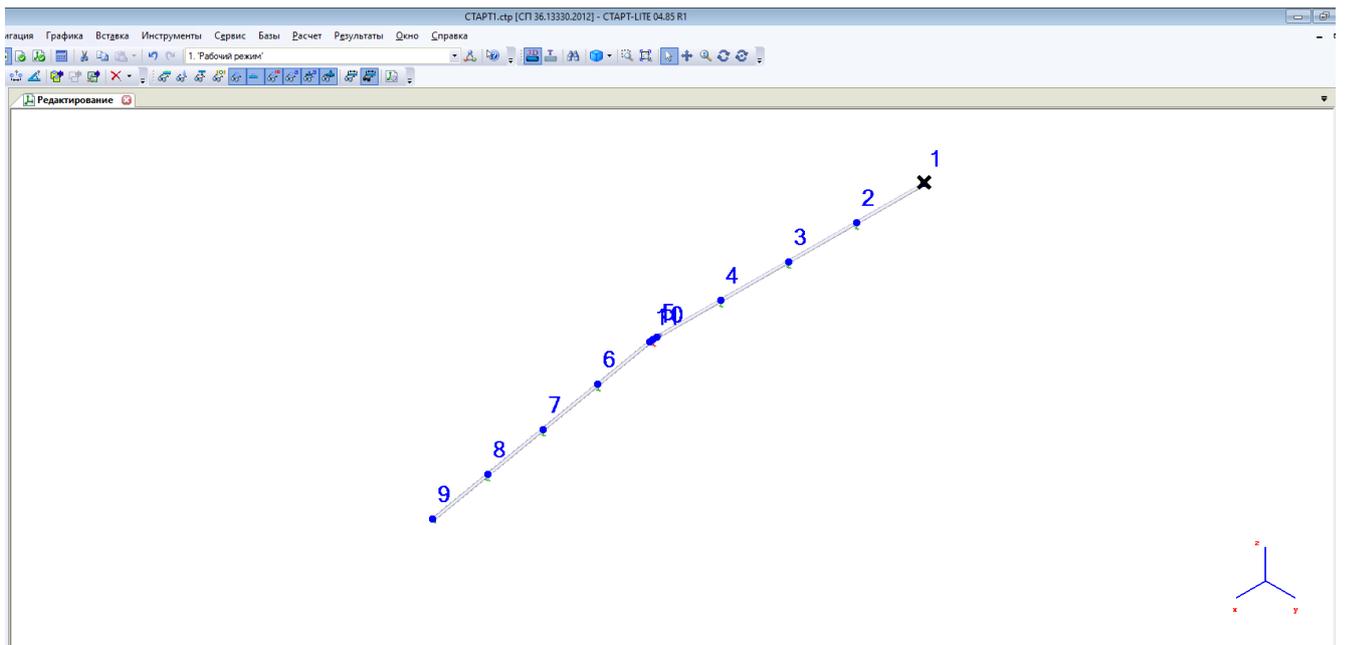
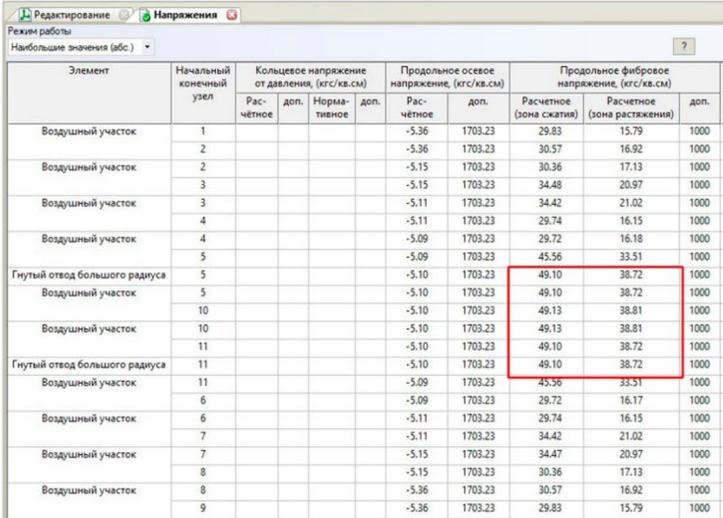
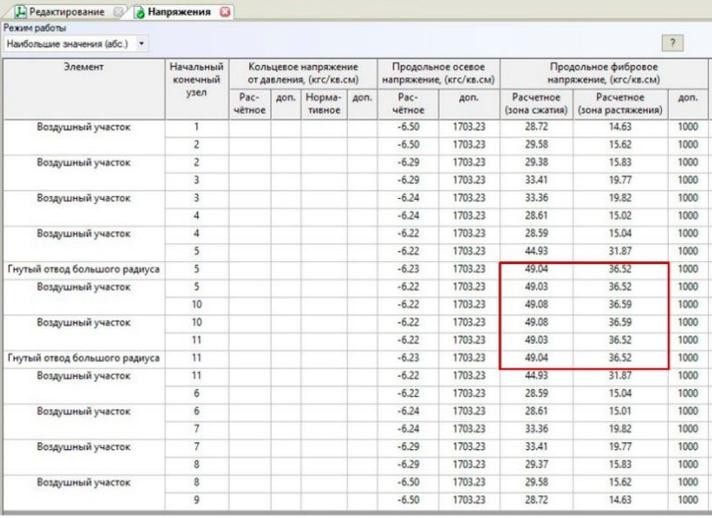


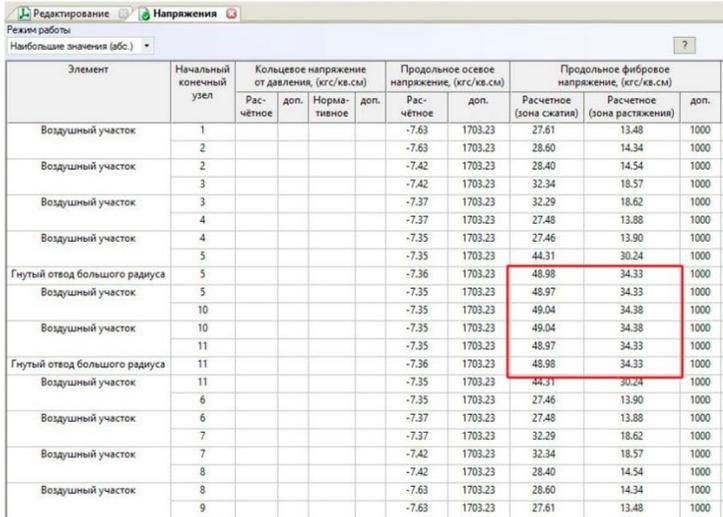
Рисунок 3.14 – Модель рассматриваемого участка трубы в программе Старт-Проф

а) 

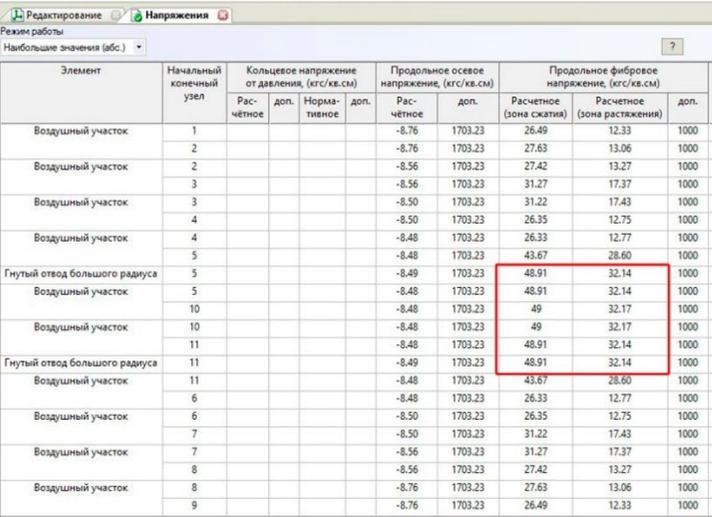
Элемент	Начальный конечный узел	Кольцевое напряжение от давления, (кгс/кв.см)			Продольное осевое напряжение, (кгс/кв.см)		Продольное фибровое напряжение, (кгс/кв.см)			
		Рас- сч- етное	доп.	Норма- тивное	доп.	Рас- сч- етное	доп.	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп.
Воздушный участок	1									
	2									
Воздушный участок	2									
	3									
Воздушный участок	3									
	4									
Воздушный участок	4									
	5									
Гнутый отвод большого радиуса	5									
	5									
Воздушный участок	5									
	10									
Воздушный участок	10									
	11									
Гнутый отвод большого радиуса	11									
	11									
Воздушный участок	11									
	6									
Воздушный участок	6									
	7									
Воздушный участок	7									
	8									
Воздушный участок	8									
	9									

б) 

Элемент	Начальный конечный узел	Кольцевое напряжение от давления, (кгс/кв.см)			Продольное осевое напряжение, (кгс/кв.см)		Продольное фибровое напряжение, (кгс/кв.см)			
		Рас- сч- етное	доп.	Норма- тивное	доп.	Рас- сч- етное	доп.	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп.
Воздушный участок	1									
	2									
Воздушный участок	2									
	3									
Воздушный участок	3									
	4									
Воздушный участок	4									
	5									
Гнутый отвод большого радиуса	5									
	5									
Воздушный участок	5									
	10									
Воздушный участок	10									
	11									
Гнутый отвод большого радиуса	11									
	11									
Воздушный участок	11									
	6									
Воздушный участок	6									
	7									
Воздушный участок	7									
	8									
Воздушный участок	8									
	9									

в) 

Элемент	Начальный конечный узел	Кольцевое напряжение от давления, (кгс/кв.см)			Продольное осевое напряжение, (кгс/кв.см)		Продольное фибровое напряжение, (кгс/кв.см)			
		Рас- сч- етное	доп.	Норма- тивное	доп.	Рас- сч- етное	доп.	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп.
Воздушный участок	1									
	2									
Воздушный участок	2									
	3									
Воздушный участок	3									
	4									
Воздушный участок	4									
	5									
Гнутый отвод большого радиуса	5									
	5									
Воздушный участок	5									
	10									
Воздушный участок	10									
	11									
Гнутый отвод большого радиуса	11									
	11									
Воздушный участок	11									
	6									
Воздушный участок	6									
	7									
Воздушный участок	7									
	8									
Воздушный участок	8									
	9									

г) 

Элемент	Начальный конечный узел	Кольцевое напряжение от давления, (кгс/кв.см)			Продольное осевое напряжение, (кгс/кв.см)		Продольное фибровое напряжение, (кгс/кв.см)			
		Рас- сч- етное	доп.	Норма- тивное	доп.	Рас- сч- етное	доп.	Расчетное (зона сжатия)	Расчетное (зона растяжения)	доп.
Воздушный участок	1									
	2									
Воздушный участок	2									
	3									
Воздушный участок	3									
	4									
Воздушный участок	4									
	5									
Гнутый отвод большого радиуса	5									
	5									
Воздушный участок	5									
	10									
Воздушный участок	10									
	11									
Гнутый отвод большого радиуса	11									
	11									
Воздушный участок	11									
	6									
Воздушный участок	6									
	7									
Воздушный участок	7									
	8									
Воздушный участок	8									
	9									

Рисунок 3.15 – Окно с результатами расчета напряжений для участка трубы:

- а) с равными коэффициентами трения на всех опорах; б) с коэффициентом трения на опоре в вершине угла в 2 раза больше, чем на остальных; в) с коэффициентом трения на опоре в вершине угла в 3 раза больше, чем на остальных; г) с коэффициентом трения на опоре в вершине угла в 4 раза больше, чем на остальных

а)

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)			Поворот вокруг глобальной оси, (°)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
1	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
2	Опора скользящая	0,01	0,001	0	0,002	0	0,003
3	Опора скользящая	0,02	0,086	0	0,004	0	0,018
4	Опора скользящая	0,031	0,305	0	0,006	0	0,028
5	Гнутый отвод большого радиуса	0,04	0,466	0,001	0,007	0,003	0,006
6	Опора скользящая	0,023	0,306	0	0,006	0,001	0,028
7	Опора скользящая	0,005	0,088	0	0,004	0,001	0,018
8	Опора скользящая	0,01	0,003	0	0,002	0	0,003
9	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
10	Опора скользящая	0,041	0,469	0	0,008	0,001	0
11	Гнутый отвод большого радиуса	0,041	0,469	0	0,008	0,001	0

б)

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)			Поворот вокруг глобальной оси, (°)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
1	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
2	Опора скользящая	0,01	0,001	0	0,002	0	0,003
3	Опора скользящая	0,02	0,081	0	0,004	0	0,018
4	Опора скользящая	0,03	0,295	0	0,006	0	0,028
5	Гнутый отвод большого радиуса	0,039	0,453	0,001	0,007	0,003	0,006
6	Опора скользящая	0,022	0,296	0	0,006	0,001	0,028
7	Опора скользящая	0,005	0,083	0	0,004	0,001	0,018
8	Опора скользящая	0,01	0,003	0	0,002	0	0,003
9	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
10	Опора скользящая	0,04	0,456	0	0,008	0,001	0
11	Гнутый отвод большого радиуса	0,04	0,456	0	0,008	0,001	0

в)

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)			Поворот вокруг глобальной оси, (°)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
1	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
2	Опора скользящая	0,01	0	0	0,002	0	0,002
3	Опора скользящая	0,019	0,077	0	0,004	0	0,017
4	Опора скользящая	0,029	0,285	0	0,006	0	0,027
5	Гнутый отвод большого радиуса	0,038	0,441	0,001	0,007	0,003	0,005
6	Опора скользящая	0,021	0,286	0	0,006	0,001	0,027
7	Опора скользящая	0,006	0,079	0	0,004	0,001	0,017
8	Опора скользящая	0,009	0,002	0	0,002	0	0,002
9	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
10	Опора скользящая	0,039	0,443	0	0,008	0,001	0
11	Гнутый отвод большого радиуса	0,039	0,443	0	0,008	0,001	0

г)

Номер узла	Вид изделия	Перемещение вдоль глобальной оси, (мм)			Поворот вокруг глобальной оси, (°)		
		X	Y	Z	X	Y	Z
1	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
2	Опора скользящая	0,009	0	0	0,002	0	0,002
3	Опора скользящая	0,019	0,072	0	0,004	0	0,016
4	Опора скользящая	0,028	0,276	0	0,006	0	0,027
5	Гнутый отвод большого радиуса	0,037	0,428	0,001	0,007	0,003	0,005
6	Опора скользящая	0,02	0,276	0	0,006	0,001	0,027
7	Опора скользящая	0,006	0,074	0	0,004	0,001	0,016
8	Опора скользящая	0,009	0,002	0	0,002	0	0,002
9	Опора мертвая (неподвижная с защемлением)	0	0	0	0	0	0
10	Опора скользящая	0,038	0,43	0	0,008	0,001	0
11	Гнутый отвод большого радиуса	0,038	0,43	0	0,008	0,001	0

Рисунок 3.16 – Окно с результатами расчета перемещений на вершине участка трубы:

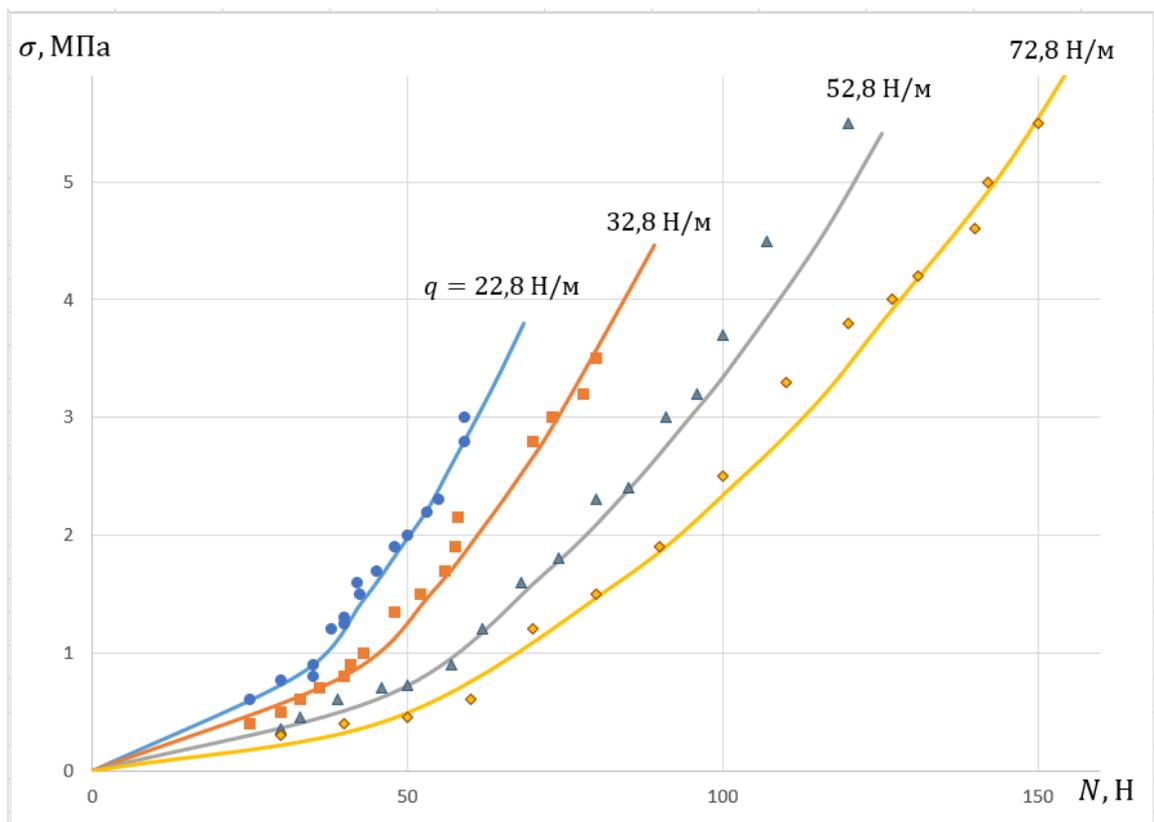
- а) с равными коэффициентами трения на всех опорах; б) с коэффициентом трения на опоре в вершине угла в 2 раза больше, чем на остальных; в) с коэффициентом трения на опоре в вершине угла в 3 раза больше, чем на остальных; г) с коэффициентом трения на опоре в вершине угла в 4 раза больше, чем на остальных

### 3.5 Обработка и анализ полученных данных

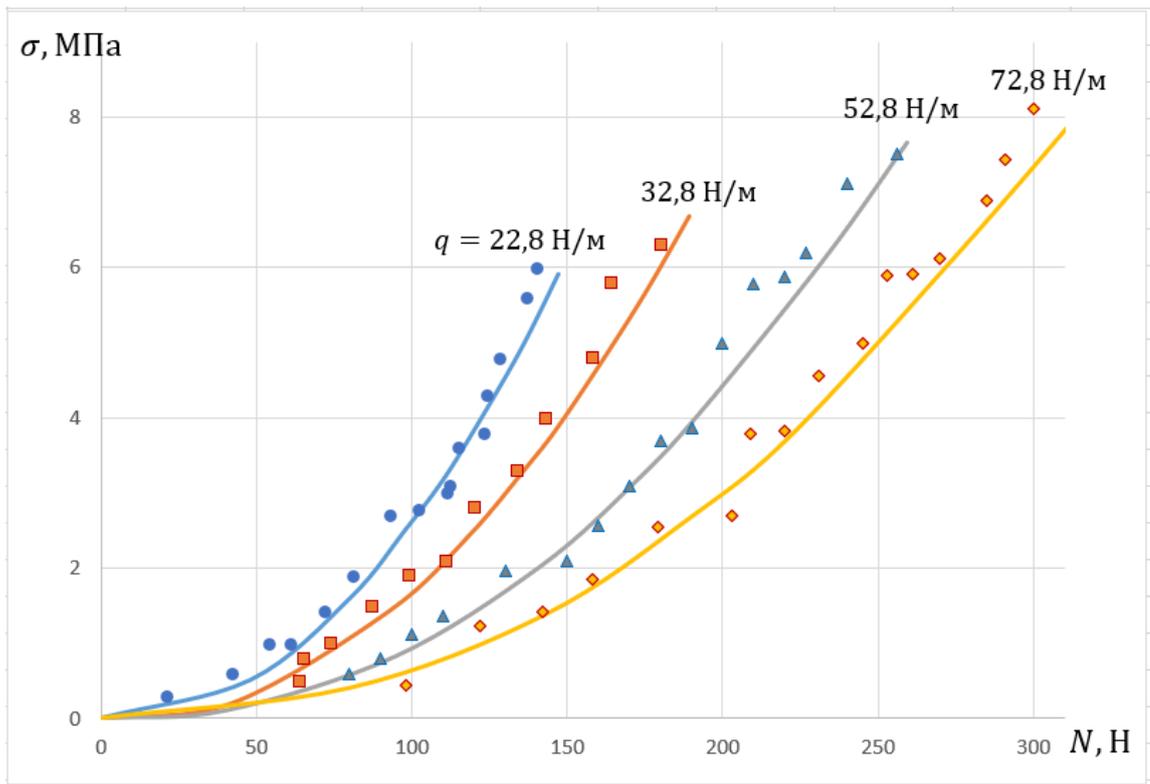
По результатам лабораторного эксперимента получены параметры изгиба и напряжения изгиба на вершине угла поворота экспериментального участка трубы с учетом различных коэффициентов трения на опорах. На Рисунке 3.17 представлена зависимость напряжений изгиба от продольного сжимающего усилия в виде кружков, треугольников, квадратов и ромбов в зависимости от приложенной поперечной распределенной нагрузки и коэффициента трения на опорах, а сплошными линиями показана теоретическая зависимость, полученная с помощью разработанной методики.

На Рисунке 3.18 представлена зависимость изгиба участка трубы на вершине угла поворота  $\nu$  от продольного сжимающего усилия  $N$  в виде кружков, треугольников, квадратов и ромбов в зависимости от приложенной поперечной распределенной нагрузки и коэффициента трения на опорах, а сплошными линиями показана теоретическая зависимость, полученная с помощью разработанной методики.

а)



б)



в)

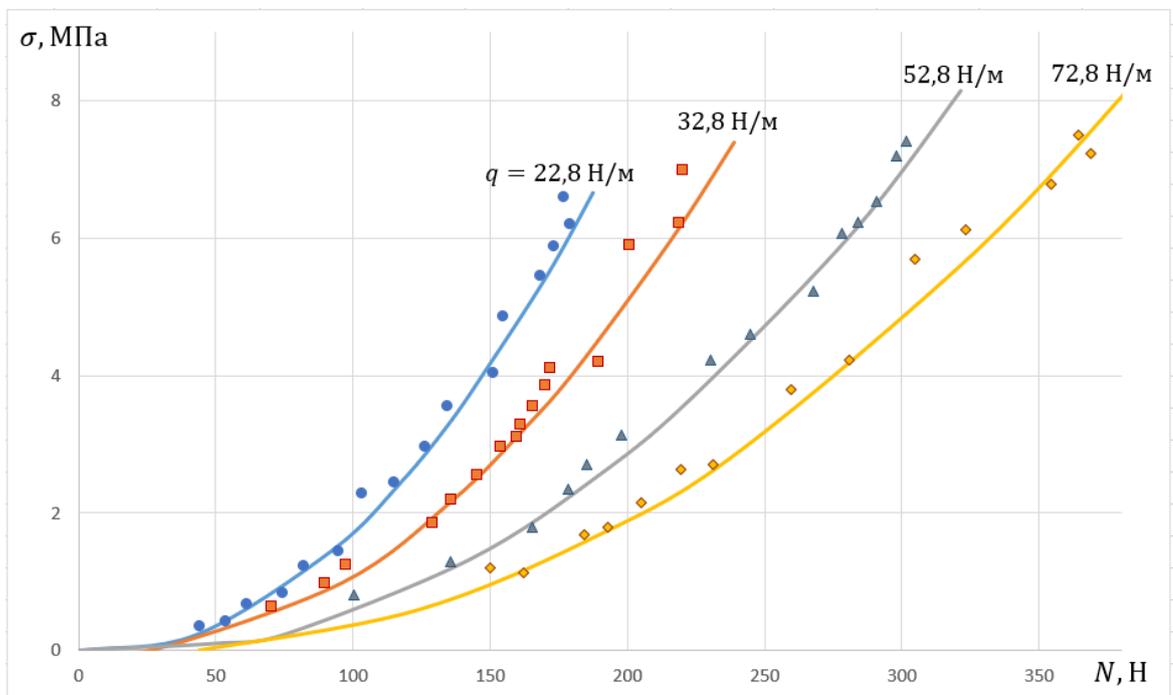
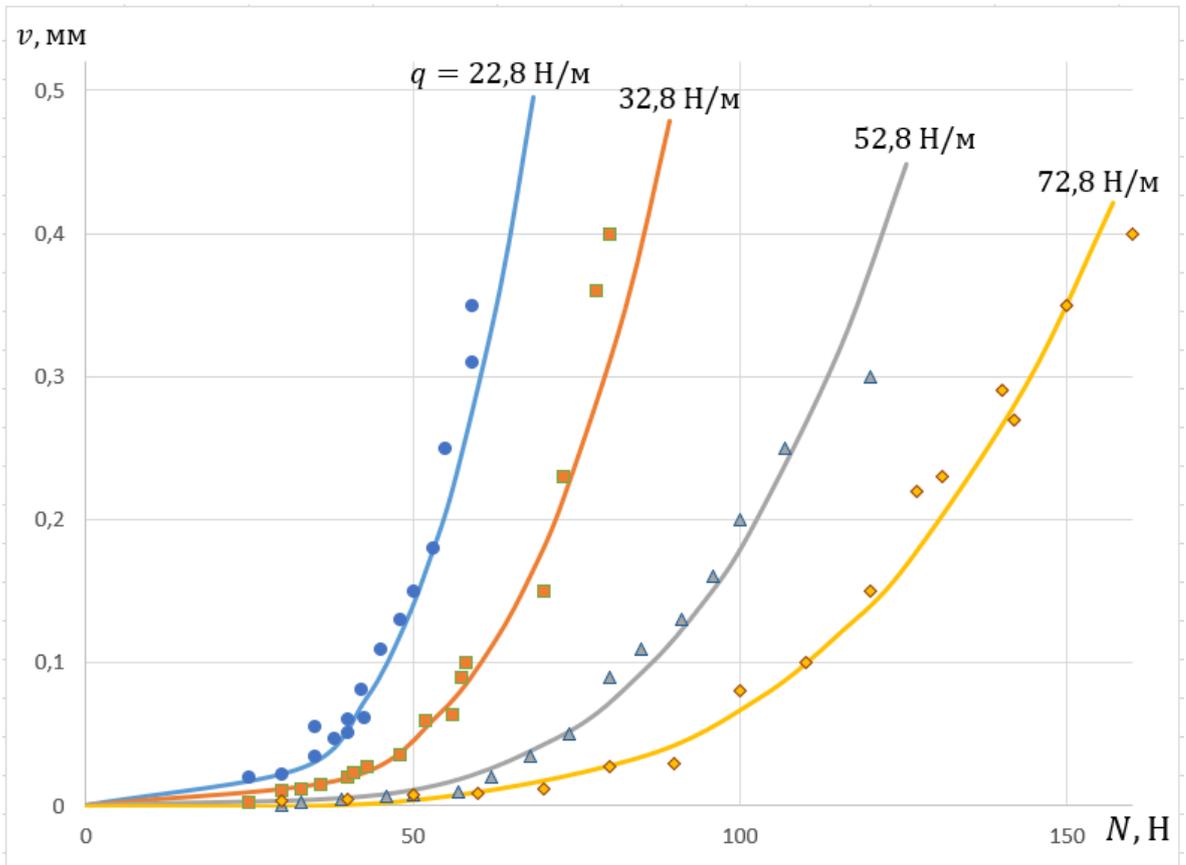


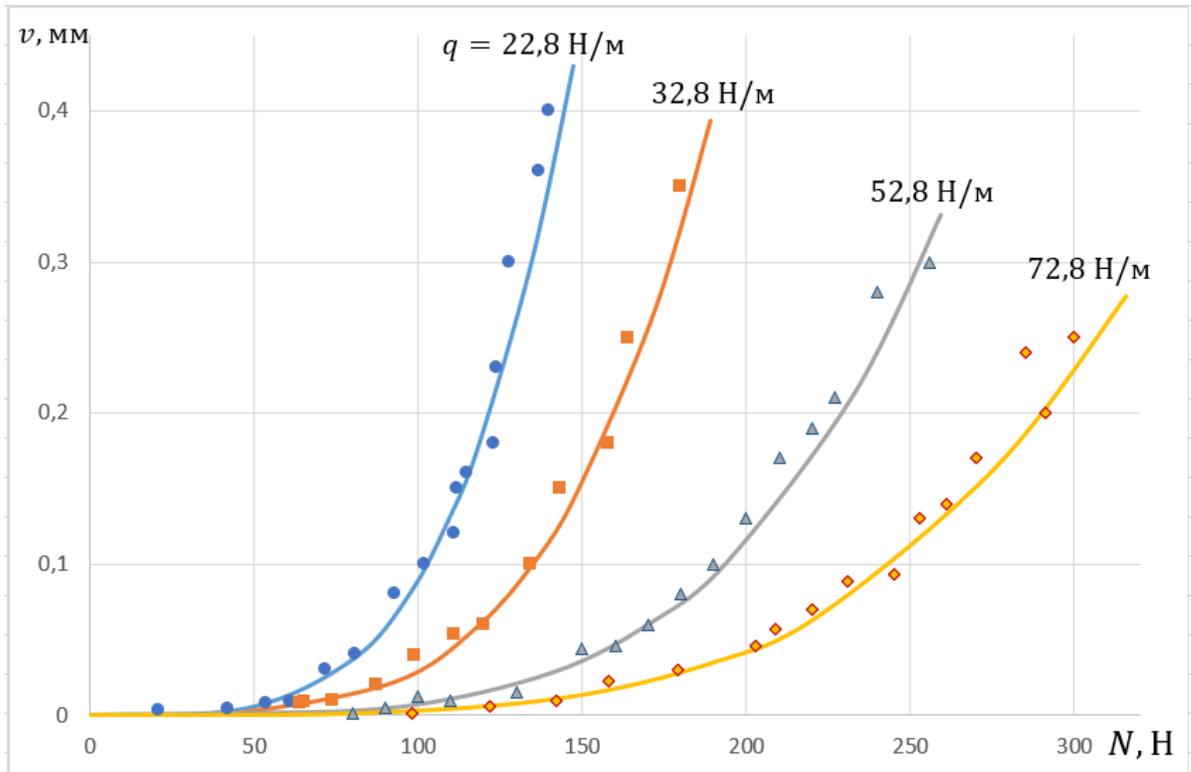
Рисунок 3.17 – Зависимость максимальных напряжений изгиба  $\sigma$  от продольного сжимающего усилия  $N$  при различных значениях коэффициента трения на опорах:

а)  $f_T = 0,22$ ; б)  $f_T = 0,64$ ; в)  $f_T = 0,91$

a)



б)



в)

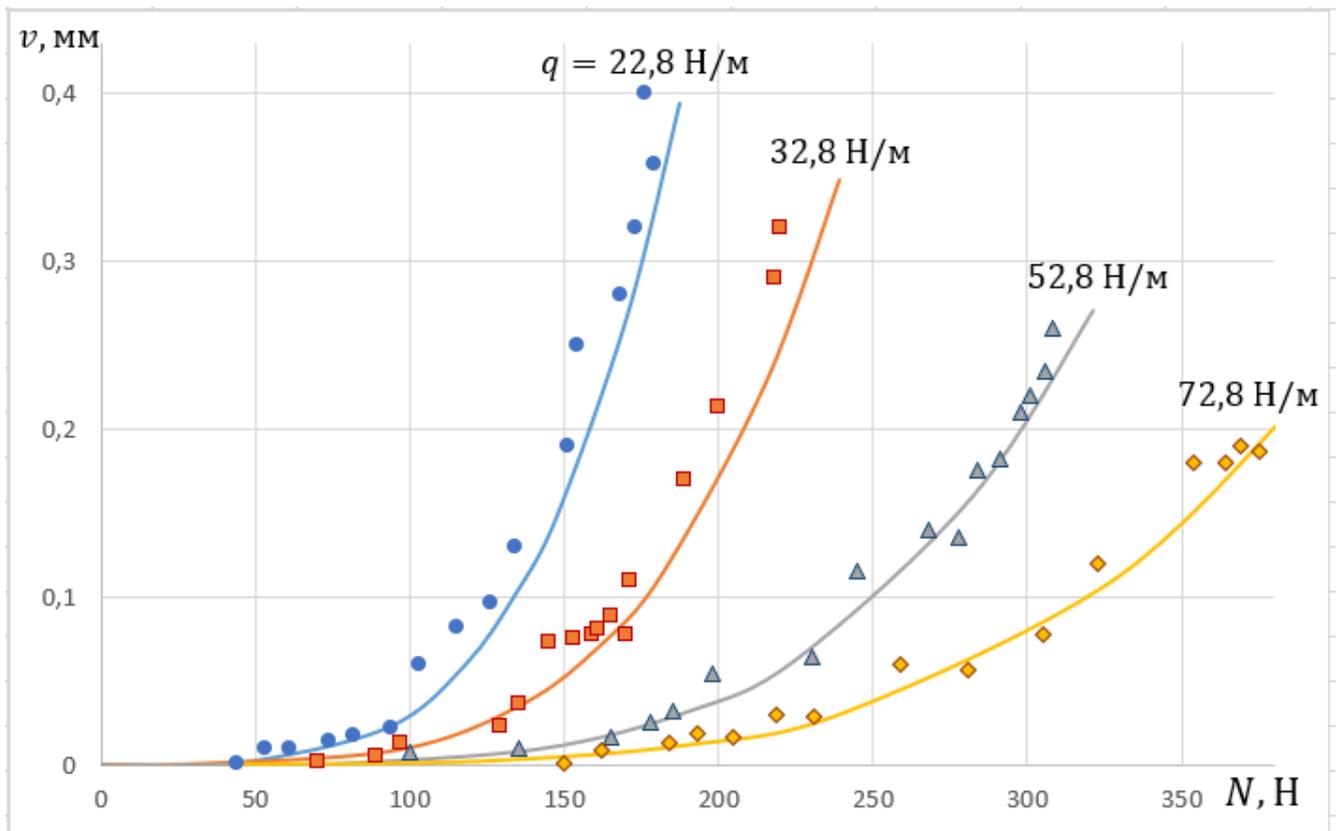


Рисунок 3.18 – Зависимость изгиба участка трубы  $v$  от продольного сжимающего усилия  $N$  при различных значениях коэффициента трения на опорах: а)  $f_T = 0,22$ ; б)  $f_T = 0,64$ ; в)  $f_T = 0,91$

Как видно по полученным графикам 3.17-3.18, разработанные аналитические зависимости напряжений и изгиба с максимальной погрешностью в 8 % от экспериментально полученных значений достаточно точно описывают напряженно-деформированное состояние зигзагообразного участка трубопровода под действием продольного сжимающего усилия.

Для того, чтобы установить взаимосвязь полученных экспериментальных величин с расчетными значениями, необходимо провести корреляционный анализ [39, 43]. Проведенный в MS Excel корреляционный анализ показывает следующее. Коэффициенты корреляции между экспериментальными и расчетными значениями напряжений и изгибов приведены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Коэффициенты корреляции между экспериментальными и расчетными значениями для напряжений  $r_\sigma$  и изгибов  $r_\nu$

Распределенная нагрузка $q$ , Н	Коэффициент корреляции для напряжений $r_\sigma$	Коэффициент корреляции для изгибов $r_\nu$
при коэффициенте трения $f_T = 0,22$		
22,8	0,934	0,963
32,8	0,965	0,892
52,8	0,987	0,971
72,8	0,959	0,954
при коэффициенте трения $f_T = 0,64$		
22,8	0,957	0,974
32,8	0,963	0,968
52,8	0,936	0,989
72,8	0,897	0,937
при коэффициенте трения $f_T = 0,91$		
22,8	0,978	0,946
32,8	0,894	0,938
52,8	0,947	0,974
72,8	0,979	0,889

При заданной надежности 0,999 для наименьшего по величине коэффициента корреляции изгиба  $r_\nu = 0,889$  расчет критерия Стьюдента говорит о значимости наименьшего из полученных коэффициентов корреляции. Следовательно, все остальные полученные коэффициенты корреляции также статистически значимы [39].

Можно утверждать, что экспериментальные исследования подтвердили характер перемещений и напряжений на вершине угла поворота участка трубы с учетом силы трения на опорах под действием продольного сжимающего усилия, следовательно, можно говорить об адекватности полученной математической модели реальным условиям. Погрешность полученных экспериментальных

величин напряжений и изгиба можно объяснить существенным влиянием внешних факторов (температура), человеческого фактора, а также дискретным характером приложенных нагрузок и усилий.

### **Выводы по главе 3**

1. Экспериментальными исследованиями получено подтверждение адекватности и работоспособности разработанной методики расчета напряжений и изгибов на вершине зигзагообразного участка трубопровода с учетом коэффициента трения на опорах и радиуса гнутого отвода в вершине угла поворота. Расхождение значений напряжений и перемещений, полученных экспериментальным и расчетным путем, невелики и составляют не более 8 %, которые могли быть обусловлены внешними факторами, а также не идеальностью изготовленной экспериментальной установки, средствами и технологиями измерений.

2. Исследования на программном комплексе Старт-Проф показывают практически одинаковые результаты расчета напряженно-деформированного состояния рассматриваемого зигзагообразно уложенного участка трубопровода в сравнении с расчетами по разработанной методике с расхождением не более 3 %.

3. Исследования влияния повышения коэффициента трения на вершине угла поворота зигзагообразно уложенного участка трубопровода с помощью программного комплекса Старт-Проф показали, что при увеличении коэффициента трения в 4 раза больше, чем на остальных опорах, можно добиться снижения напряжений изгиба в пределах 4 %.

## **ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА УТОЧНЕННОГО МЕТОДА РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ НАДЗЕМНОГО ЗИГЗАГООБРАЗНО УЛОЖЕННОГО ТРУБОПРОВОДА И ПРАКТИЧЕСКИХ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕГО РАБОТЫ**

### **4.1 Разработка способов повышения прочности надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов**

Обеспечение прочности магистральных трубопроводов на стадии эксплуатации является комплексной задачей, которая должна решаться на всех стадиях жизненного цикла проекта: проектировании, строительстве, эксплуатации, ремонте и других до момента его ликвидации. Несоответствие проектного положения участка трубопровода или отклонение от установленных норм его эксплуатации может нарушить нормальное функционирование трубопровода или привести к его отказу [79]. Если рассматривать стадию строительства, то несоответствие конструктивных решений надземных участков трубопроводов их действительным условиям эксплуатации (к примеру, не учет усилия трения трубопровода на опорах) может привести к возникновению недопустимых деформаций и напряжений в трубопроводе, приводящих к аварийным ситуациям.

В конструктивных схемах прокладки трубопроводов с компенсацией продольных деформаций большую роль играет их компенсирующая способность, которая напрямую зависит от усилия трения трубопровода на опорах, поэтому теоретические значения параметров напряженно-деформированного состояния без учета силы трения значительно отличаются от фактических. Если не учитывать их при расчете участка трубопровода на прочность, то действительная картина условий эксплуатации будет далека от реальной.

В настоящее время при проектировании всех магистральных трубопроводов учитывают ряд коэффициентов, которые отражают вероятностный характер воздействия тех или иных факторов и придают запас прочности участку трубопровода: коэффициент надежности по нагрузке  $n$ , коэффициент условий

работы трубопровода  $m$ , коэффициенты надежности по материалу  $k_1$  и  $k_2$ , коэффициент надежности по ответственности трубопровода  $k_H$  [90].

Исходя их основных воздействий и факторов, влияющих на прочность надземных зигзагообразных участков трубопроводов, а также из опыта их проектирования, строительства и эксплуатации предлагаются следующие возможные способы повышения прочности надземных зигзагообразных участков трубопроводов с учетом предлагаемых в диссертации результатов исследований (Рисунок 4.1).

#### **4.2. Уточненный метод расчета на прочность надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов**

Проверка магистральных трубопроводов на прочность предполагает его расчет по первой группе предельных состояний [9, 10, 23, 36, 49, 101]. Для этого необходимо учитывать кольцевые напряжения от внутреннего давления и продольные напряжения от всех действующих на трубопровод нагрузок и воздействий [49].

Расчет магистральных трубопроводов на прочность рассматривается в своде правил [90]. Реальная конструкция участков трубопроводов заменяется расчетной схемой, которая для надземных трубопроводов представляет собой балку на опорах с заданными граничными условиями, отражающими влияние примыкающих участков [42, 81].

В своде правил [90] в пунктах п.12.5.4 и 12.5.6 указано, что продольные усилия и изгибающие моменты необходимо определять общими правилами строительной механики и должны рассчитываться с учетом трения на опорах. При этом трубопровод рассматривается как криволинейный стержень.

С учетом разработанной методики расчета напряженно-деформированного состояния надземных зигзагообразных участков трубопроводов, рассмотренной в главе 2 и подтвержденной в главе 3, и основного нормативно-технического документа по расчету магистральных трубопроводов на прочность [90],

предлагается следующий алгоритм усовершенствованного метода расчета данных участков трубопровода на прочность [16, 17].

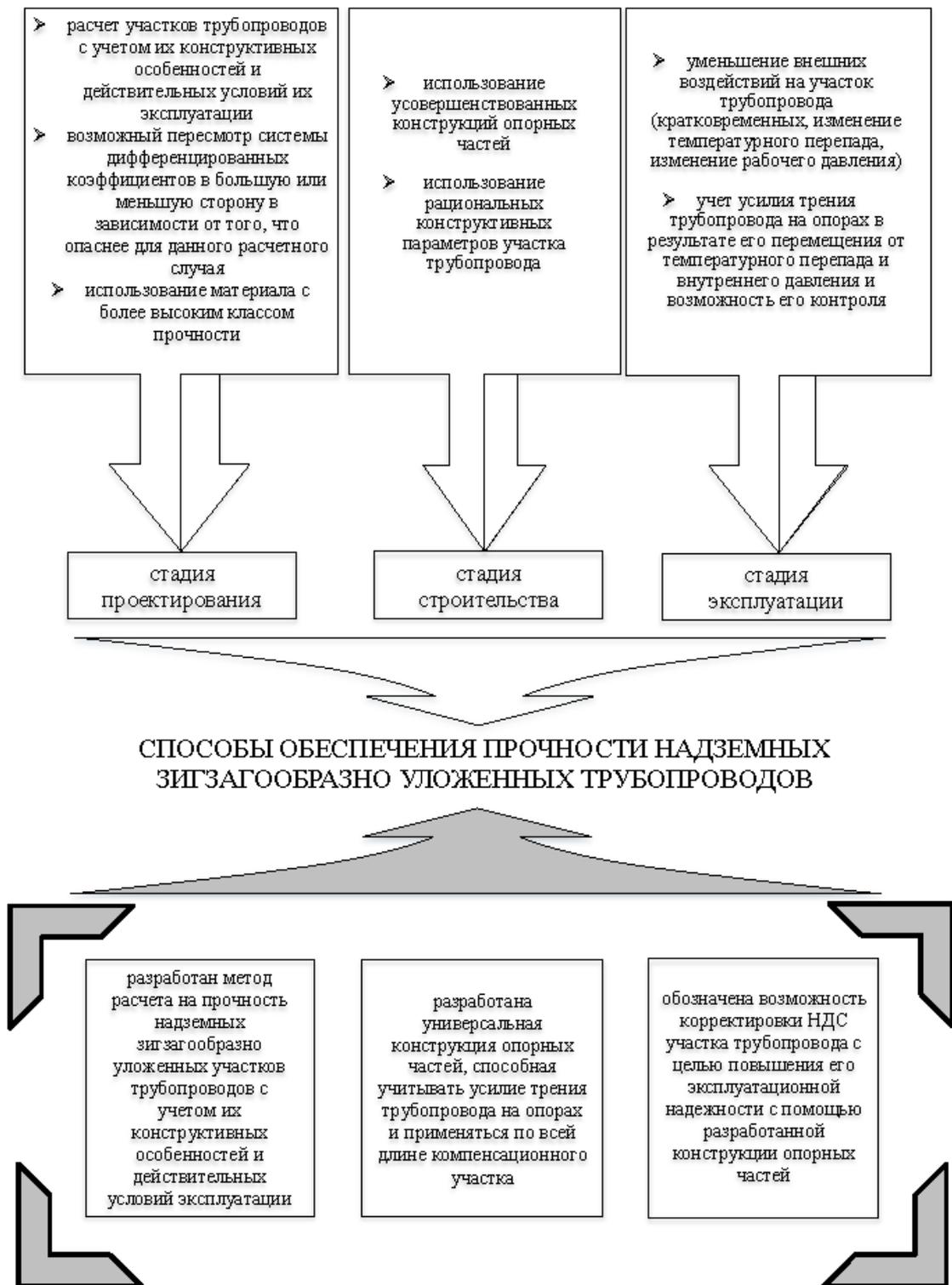


Рисунок 4.1 – Способы обеспечения прочности надземных зигзагообразно уложенных трубопроводов

1. Определяем максимальные продольные напряжения в трубопроводе по формуле

$$\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}}{n} - \sigma_N \pm \sigma_{\text{и}}, \quad (4.1)$$

где  $\mu$  – переменный коэффициент поперечной деформации стали;

$\sigma_{\text{кц}}$  – кольцевые напряжения от рабочего давления;

$n$  – коэффициент надежности по внутреннему рабочему давлению в трубопроводе;

$\sigma_N$  – продольные осевые напряжения от расчетного продольного усилия, определяемого как

$$\sigma_N = \frac{N_p}{F}, \quad (4.2)$$

$$N_p = N - 0,2 \cdot \sigma_{\text{кц}} \cdot F, \quad (4.3)$$

где  $N$  – продольное усилие в трубопроводе при равновесном состоянии после изгиба, определяемое по формуле (2.21) в главе 2;

$\sigma_{\text{и}}$  – изгибные напряжения, возникающие в вершине угла поворота участка трубопровода, определяемые по формуле

$$\sigma_{\text{и}} = \frac{M}{W}, \quad (4.4)$$

где  $M$  – максимальный изгибающий момент в вершине угла поворота участка трубопровода, определяемый по формуле (2.19);

$W$  – осевой момент сопротивления.

Для проверки условия прочности выбираем наибольшее по модулю значение максимальных продольных напряжений, полученных по формуле (4.1).

2. Далее по формуле (33) в п.12.5 [90] производим проверку на прочность участка трубопровода.

3. Если условие прочности не выполняется, тогда необходимо применить один из предложенных вариантов обеспечения прочности, рассмотренный в разделе 4.1, Рисунок 4.1.

Данный алгоритм позволяет производить расчет надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов на прочность с учетом геометрических

параметров трубы, конструктивных и эксплуатационных параметров участка трубопровода, ранее неучтенных в существующих методиках расчета максимальных суммарных продольных напряжений [49, 74].

### **4.3. Разработка способа корректировки напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода на опорах**

Важное значение при строительстве зигзагообразных участков трубопроводов имеет конструкция опорных частей, которая предполагает использование различных видов опор в зависимости от места их расположения [32, 49, 74, 84]. По концам участка располагаются неподвижные опоры, от неподвижной опоры до вершины угла поворота должны устанавливаться продольно-подвижные опоры, а на вершине угла поворота располагается свободно-подвижная опора, хотя перемещение трубы на вершине угла поворота осуществляется только поперек оси [60].

Компенсирующая способность рассматриваемого участка трубопровода во многом определяется усилием трения между контактирующими поверхностями, перемещающимися от воздействия температурного перепада. Поэтому конструкция опор играет важную роль в обеспечении эксплуатационной надежности рассматриваемых участков надземных трубопровода [21, 32, 100].

В настоящее время достаточно много разработано конструкций опорных частей, которые применяются для прокладки надземных участков трубопроводов с компенсацией продольных деформаций [18, 36, 37, 60, 62, 70, 71, 98, 108]. Имеется ряд работ, посвященных современным конструкциям опор надземных трубопроводов. Представляют интерес конструкции опор, применяемых на участках надземной прокладки нефтепровода «Заполярье – НПС «Пурпе», которые представлены в трех вариантах: неподвижные, продольно-подвижные и свободно-подвижные. В работе [60] авторы рассматривают основные технические решения по конструкциям опор для участков надземной прокладки трубопроводной

системы «Заполярье — НПС «Пурпе» и их отличительные особенности, которые придают им уникальность.

Однако существующие в настоящее время опорные части не предполагают корректировку усилия трения между контактирующими поверхностями (трубой и опорой) во время эксплуатации, которое существенно влияет на напряженно-деформированное состояние трубопровода [18].

Компенсация продольных деформаций зигзагообразного участка трубопровода происходит за счет поперечного смещения вершин углов поворота и продольно-поперечного смещения трубопровода на подвижных опорах в горизонтальной плоскости. При этом наибольшие смещения трубопровода возникают на вершине углов поворота [37, 49, 74]. Высокие значения положительного температурного перепада, определяемого как разность температур металла труб при эксплуатации и строительстве, могут привести к возникновению чрезмерных смещений с высоким напряжением изгиба на вершине угла поворота участка трубопровода.

Существующие конструкции опор, особенно свободно-подвижных, при их использовании для зигзагообразно проложенного трубопровода могут привести к большим перемещениям трубопровода на вершине угла поворота, что в свою очередь может вызвать возникновение таких напряжений изгиба, которые превышают допустимые значения. Таким образом, конструкция опор должна обеспечивать перемещения трубопровода в допустимых пределах.

Одним из эффективных способов снижения чрезмерных перемещений трубопровода между неподвижными опорами является повышение сил сопротивления продольно-поперечным перемещениям трубопровода на подвижных опорах. Повышение сил сопротивления продольным и поперечным перемещениям достигается применением материалов с высоким коэффициентом трения по материалу трубопровода и увеличением сил прижатия между контактирующими поверхностями (трубой и опорой).

Сила трения от продольного перемещения трубопровода на опоре может быть определена по известной формуле

$$T = N \cdot f_T, \quad (4.5)$$

где  $N$  – нормальное (перпендикулярное к поверхности) усилие между трубопроводом и опорой, Н;

$f_T$  – коэффициент трения между трубой и опорой.

Нормальное усилие  $N$  возникает на опорах от веса трубопровода  $Q$  с продуктом протяженностью  $l_0$ , где  $l_0$  – расстояние между опорами.

Вес трубопровода равен

$$Q = q \cdot l_0, \quad (4.6)$$

где  $q$  – вес единичной длины трубопровода с продуктом и изоляцией (Н/м).

Это усилие действует на нижнюю половину кругового сечения упругого элемента в хомуте на опоре. Примем, что это усилие воспринимается нижней половиной кругового сечения упругого элемента равномерно. Протяженность нижней половины равна  $0,5\pi D_H$ , где  $D_H$  – наружный диаметр трубопровода, м. Площадь упругого элемента, которая воспринимает это усилие, равна

$$F_{\text{э}} = 0,5\pi D_H C, \quad (4.7)$$

где  $C$  – ширина упругого элемента, измеряемая по продольной оси трубопровода и равная длине хомута, м.

Давление на упругий элемент от веса трубопровода с продуктом и изоляцией  $Q$  с учетом (4.6) будет

$$p_Q = \frac{Q}{0,5\pi D_H C} = \frac{2ql_0}{\pi D_H C} \quad (4.8)$$

С целью эффективного функционирования опоры необходимо обеспечивать прижатие упругого элемента по всей поверхности трубы, то есть по всей длине окружности наружного диаметра трубопровода. Для этого при помощи хомутов производится прижатие упругого элемента к наружной поверхности трубы. Равные давления на упругий элемент от прижатия хомутом в верхней части трубы  $p_w$  и от веса трубопровода  $p_Q$  в нижней части трубы будет обеспечено при условии

$$p_Q = p_w, \quad (4.9)$$

где  $p_w = k_0 w$ . (4.10)

Здесь  $k_0$  – коэффициент сопротивления упругого элемента единичной площади сжатию, Н/м<sup>3</sup>;  $w$  – радиальное перемещение стенки хомута при прижатии упругого элемента, определяется непосредственным измерением в процессе сборки опоры.

Решая совместно (4.8), (4.9) и (4.10), находим необходимое значение  $w$  с целью достижения условия (4.9). Таким образом, имеем

$$w = \frac{2ql_0}{\pi D_H C k_0}. \quad (4.11)$$

Увеличение силы трения  $T$  достигается повышением коэффициента трения  $f_T$  между трубой и опорой и нормального усилия  $N$ . Для рассматриваемой конструкции коэффициент  $f_T$  – постоянная величина, а усилие  $N$  может быть увеличено в пределах допустимых значений с точки зрения обеспечения сохранности свойств упругого элемента по назначению, то есть иметь высокий коэффициент трения  $f_T$  от напряжения сжатия. Усилие  $N$  может быть выражено через вышеприведенные величины следующим образом.

От давления прижатия упругого элемента хомутом имеем

$$N_w = p_w F_3. \quad (4.12)$$

Используя (4.7) и (4.10), получено

$$N_w = 0,5\pi D_H C k_0 w. \quad (4.13)$$

От прижатия упругого элемента весом трубы

$$N_Q = p_Q F_3. \quad (4.14)$$

Используя (4.7) и (4.8), имеем

$$N_Q = q \cdot l_0. \quad (4.15)$$

Условие обеспечения сохранности свойств упругого элемента по назначению, то есть необходимое условие для выбора материала упругого элемента в данной конструкции, при действии напряжений сжатия записывается так

$$\sigma_1, \sigma_2 \leq [\sigma], \quad (4.16)$$

в котором  $\sigma_1$  – напряжения сжатия, действующие на упругий элемент от действия веса трубопровода и определяемые из аналитического выражения

$$\sigma_1 = \frac{2ql_0}{\pi D_H \cdot C}, \quad (4.17)$$

$\sigma_2$  – напряжения сжатия упругого элемента хомутом и определяемые из аналитического выражения

$$\sigma_2 = k_0 w, \quad (4.18)$$

$[\sigma]$  – допускаемое напряжение на упругий элемент, выше которого упругий элемент теряет способность по назначению иметь высокий коэффициент трения по материалу трубопровода, МПа.

Условие для определения ширины  $C$  упругого элемента с учетом только веса трубы

$$C \geq \frac{2ql_0}{\pi D_H \cdot [\sigma]}. \quad (4.19)$$

С учетом совместного действия веса трубы и усилия сжатия хомутом упругого элемента имеем

$$C \geq \frac{2ql_0}{\pi D_H \cdot ([\sigma] - k_0 w)}. \quad (4.20)$$

Условие (4.20) устанавливает зависимость между конструктивными особенностями трубопровода, надежной и эффективной работой опор с упругими элементами путем регулирования  $w$ .

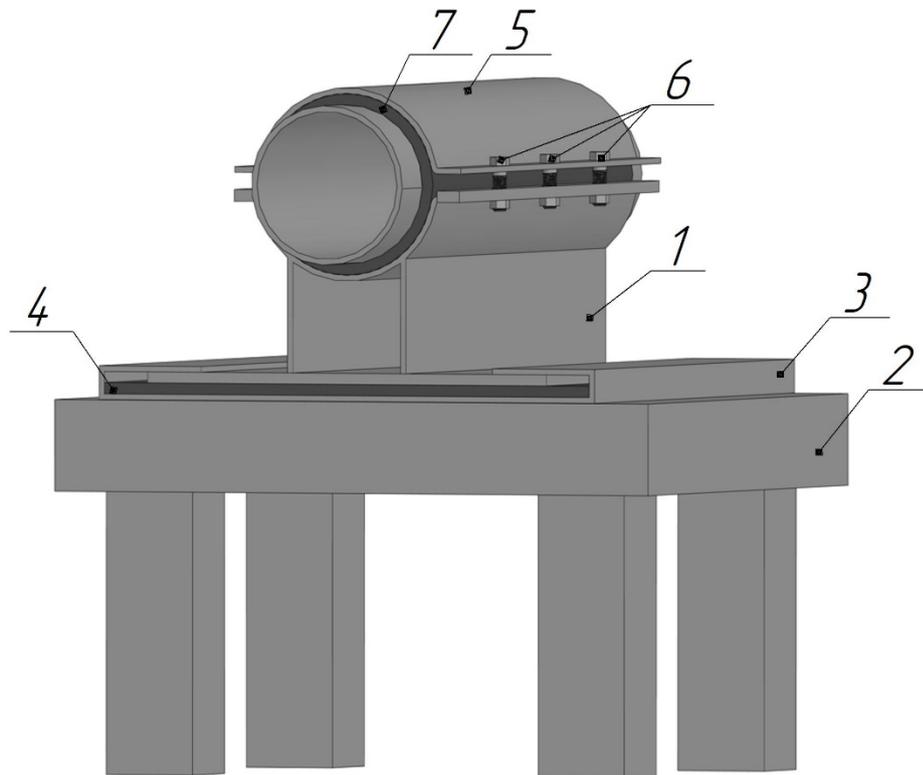
Результат снижения перемещений и напряжений можно достичь путем совершенствования существующих конструкций опор для надземных трубопроводов на основе использования аналитических зависимостей (4.1)÷(4.20).

В связи с этим предлагается укладывать надземные зигзагообразные участки трубопровода на разработанные и запатентованные универсальные опоры, которые могут применяться по всей длине компенсационного участка [18, 72]. К тому же они выполнены в наиболее простом конструктивном исполнении и экономически выгодны по сравнению с существующими опорами.

Предлагаемое техническое решение усовершенствованной конструкции опор приведено на Рисунке 4.2.

Опора для надземного трубопровода содержит полый коробчатый корпус 1, основание которого вставлено в пазы жестко закрепленной со строительной

конструкцией 2 связывающей плиты 3, на которой расположена съемная прокладка 4. Полый коробчатый корпус 1, в свою очередь, жестко соединен с хомутом 5, прижимающимся к трубопроводу крепежными элементами 6, и покрыт с внутренней стороны упругим элементом 7.

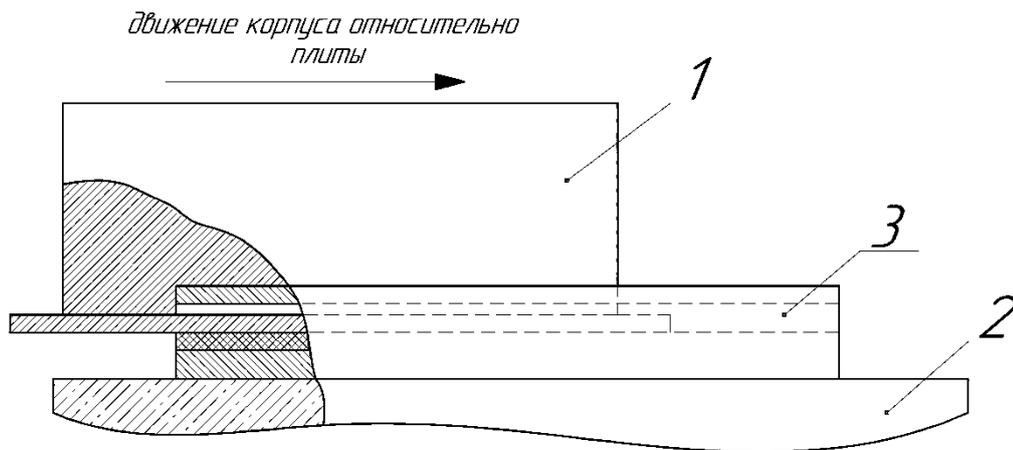


1 – полый коробчатый корпус; 2 – строительная конструкция;  
3 – связывающая плита; 4 – съемная прокладка; 5 – хомут; 6 – крепежные  
элементы; 7 – упругий элемент

Рисунок 4.2 – Конструктивная схема предлагаемой опоры для надземного трубопровода

Съемную прокладку и упругий элемент необходимо выполнять из материала, имеющего необходимый для данного расчетного случая коэффициент трения между контактирующими поверхностями. Размеры паза связывающей плиты необходимо подбирать с учетом расчетных поперечных перемещений трубопровода в горизонтальной плоскости.

Монтаж предлагаемой опоры для надземного трубопровода проводится следующим образом. На строительной конструкции 2 жестко закрепляют связывающую плиту 3, на которую укладывают съемную прокладку 4. В пазы связывающей плиты 3 вставляют основание полого коробчатого корпуса 1 с жестко соединенным на нем хомутом 5 (Рисунок 4.3). В хомут вводят трубопровод и стягивают его крепежными элементами 6 и упругим элементом 7, расположенным между трубой и хомутом 5.



1 – полый коробчатый корпус; 2 – строительная конструкция; 3 – связывающая плита

Рисунок 4.3 – Схема монтажа основания полого коробчатого корпуса в пазы связывающей плиты

При воздействии температурного перепада трубопровод перемещается вдоль своей оси, скользя по упругому элементу 7 в хомуте 5. На вершине угла поворота зигзагообразно проложенного трубопровода перемещения происходят перпендикулярно оси, в этом случае основание полого коробчатого корпуса 1 скользит по съемной прокладке 4 в пазах связывающей плиты 3.

С увеличением сил прижатия хомута 5 к трубопроводу через упругий элемент 7 регулируют перемещения эксплуатируемого трубопровода в продольном направлении в пределах соблюдения условия 4.16.

Выбрав материал прокладки 4 с учетом значения его коэффициента трения о материал корпуса, регулируют перемещения эксплуатируемого трубопровода в поперечном направлении в пределах соблюдения условия 4.16.

В качестве материала упругого элемента и съемной прокладки можно использовать резину различных марок с различными техническими характеристиками в зависимости от необходимого коэффициента трения  $f_T$  по стали, который может варьировать от 0,6 и более.

Предлагаемая конструкция опоры является универсальной в связи с тем, что может применяться на любом участке зигзагообразно проложенного трубопровода с учетом следующих рекомендаций:

- если обеспечить коэффициент трения между контактирующими поверхностями «корпус – связывающая плита» и «труба – хомут» равным 1, то опора может применяться как неподвижная;
- если обеспечить коэффициент трения между контактирующими поверхностями «корпус – связывающая плита» равным 1, то опора может применяться как продольно-подвижная;
- если обеспечить коэффициент трения между контактирующими поверхностями «корпус – связывающая плита» и «труба – хомут» равным менее 1, то опора может применяться как свободно-подвижная.

Предлагаемая конструкция опоры может быть использована при прокладке надземных зигзагообразных трубопроводов, поскольку такая конструкция предполагает использование и неподвижных опор по концам зигзагообразно проложенного участка, и продольно-подвижных опор между неподвижно-закрепленным концом и вершиной угла поворота, и свободно-подвижных опор на вершине угла поворота. Коэффициент трения между контактирующими поверхностями в предлагаемой конструкции опоры существенно влияет на величину перемещений и напряжений эксплуатируемого трубопровода, и обоснованный подбор коэффициента трения между контактирующим поверхностями «корпус – связывающая плита» и «труба – хомут» позволит

обеспечить допустимые перемещения трубопровода при его эксплуатации с соблюдением условия 4.16.

Осуществлять корректировку НДС надземного зигзагообразного участка трубопровода на опорах предлагаемой конструкции возможно с учетом полученных аналитических зависимостей 4.1-4.20.

#### **Выводы по главе 4**

1. Исследования критериев прочности надземных участков трубопроводов и условий их эксплуатации позволили разработать классификацию способов обеспечения прочности надземных зигзагообразно уложенных трубопроводов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации данных участков трубопроводов.

2. С учетом разработанной аналитической зависимости максимальных продольных напряжений для зигзагообразно уложенного участка трубопровода уточнен метод расчета на прочность данных участков трубопроводов, учитывающий усилие трения на опорах, радиус гнутого отвода на вершине участка и вертикальные перемещения между опорами. Кроме того, даны рекомендации для обеспечения условия прочности рассматриваемых участков трубопроводов.

3. Разработанная конструкция опорных частей для надземных участков зигзагообразно уложенных трубопроводов может позволить корректировать усилие трения участка трубопровода на опорах во время эксплуатации с целью повышения эксплуатационной надежности данных участков трубопроводов.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ПО РАБОТЕ

1. Анализ существующих методик расчета НДС надземных зигзагообразно уложенных участков трубопроводов позволил установить основные направления исследования, отражающие действительные условия эксплуатации данных участков, и существенно влияющие на их напряженно-деформированное состояние параметры: усилие трение на опорах, радиус гнутого отвода на вершине, вертикальный прогиб между опорами.

2. Полученные аналитические зависимости параметров напряженно-деформированного состояния эксплуатируемого надземного трубопровода от сил трения на опорах, радиуса гнутого отвода на вершине угла поворота, вертикального прогиба между опорами и снижения продольного сжимающего усилия при перемещениях трубопровода, позволили установить следующее: с увеличением коэффициента трения в пределах возможных значений на всех опорах максимальные продольные напряжения увеличиваются до 2 раз при снижении изгиба до 2 раз, а с увеличением радиуса гнутого отвода – уменьшаются до 1,5 раз при незначительном увеличении изгиба; при увеличении коэффициента трения на опоре в вершине угла поворота до 4 раз при угле отклонения трубопровода от горизонтальной оси 15 градусов и радиусе гнутого отвода  $R = 40D_n$  можно добиться максимального снижения продольных напряжений и перемещений. Влияние вертикального прогиба зигзагообразного участка трубопровода между опорами на величину максимальных продольных напряжений и изгиба на вершине угла поворота не превышает 0,5 %.

3. Разработанная конструкция опорных частей для надземных участков зигзагообразно уложенных трубопроводов позволяет корректировать усилие трения участка трубопровода на опорах во время эксплуатации с целью повышения эксплуатационной надежности данных участков трубопроводов с учетом полученных аналитических зависимостей.

4. Исследования критериев прочности надземных участков трубопроводов и условий их эксплуатации позволили разработать классификацию

способов обеспечения прочности надземных зигзагообразно уложенных трубопроводов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации данных участков трубопроводов.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Автахов, З. Ф. Оценка напряженно-деформированного состояния надземного трубопроводного перехода / З. Ф. Автахов, Л. И. Быков, Л. А. Лунев // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2003. – № 3. – С. 63-69.
2. Автахов, З. Ф. Повышение эффективности использования балочных трубопроводных переходов : дис.... канд. техн. наук / З. Ф. Автахов. – Уфа: УГНТУ, 2004. – 126 с.
3. Автахов, З. Ф. Рациональное проектирование балочных трубопроводных переходов / З. Ф. Автахов, Л. И. Быков // Изв. вузов. Нефть и газ. – 2003. – № 1. – С. 60-64.
4. Автахов, З.Ф. Обзор существующих надземных трубопроводных переходов / З. Ф. Автахов, Л. И. Быков, Л. А. Лунев // Трубопроводный транспорт - сегодня и завтра: материалы междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Монография, 2002. – С. 150-152.
5. Адлер, Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю. П. Адлер, Е. В. Маркова, Ю. В. Грановский. – Изд. 2-е. – М.: Наука, 1976. – 279 с.
6. Азметов Х.А., Матлашов И.А., Гумеров А.Г. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов // Под ред. А.Г. Гумерова. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 248 с.
7. Азметов, Х. А. Повышение несущей способности труб при реконструкции участков линейной части магистральных нефтепроводов / Х. А. Азметов // Сб. науч. тр. ИПТЭР. – Уфа: Транстэк, 1998. – Вып. 58. – С. 152-158.
8. Айнбиндер А.Б., Гильзин С.К. Напряженно-деформированное состояние трубопровода, имеющего различные формы начального искривления, при воздействии температуры и внутреннего давления // Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности. – Труды ВНИИСТ. – М.: 1977. – Вып. 35. – С.31-40.

9. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 340 с.
10. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость: справочное пособие / А. Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. – 287 с.
11. Акчермушев В. В. Повышение эксплуатационной надежности зигзагообразно уложенных надземных трубопроводов / В.В. Акчермушев, И.Ф. Кантемиров, К.В. Кожаева // Нефтегазовый терминал. Выпуск 22: материалы международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы транспорта и хранения углеводородных ресурсов при освоении Арктики и Мирового океана» / под общ. ред. Ю. Д. Земенкова. – Тюмень: ТИУ, 2021. – С. 245-250.
12. Акчермушев В.В. Анализ напряженно-деформированного состояния зигзагообразных участков надземных трубопроводов / В.В. Акчермушев, Х.А. Азметов // Трубопроводный транспорт — 2021: тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол.: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2021. С. 213-214.
13. Акчермушев В.В. Анализ прочностного расчета зигзагообразной прокладки надземного трубопровода / В.В. Акчермушев, Д.А. Жигулин, К.В. Кожаева // Трубопроводный транспорт — 2020: тезисы докладов XV Международной учебно-научно-практической конференции / редкол.: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2020. С. 149–150.
14. Акчермушев В.В. Влияние конструктивных особенностей зигзагообразно проложенного трубопровода на его эксплуатационное состояние / В.В. Акчермушев, К.В. Кожаева, Х.А. Азметов // Актуальные проблемы науки и техники — 2021: сб. материалов XIV Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых (Уфа, 15 марта — 19 марта 2021 г.): в 2 т./под общ. ред. канд. техн. наук Рабаева Р.У. — Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. Том 1. С.179-181.

15. Акчермушев В.В. К вопросу обеспечения прочности надземных зигзагообразных участков магистральных трубопроводов / В.В. Акчермушев, К.В. Кожаева, Х.А. Азметов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. № 5 (133). С. 100-111.

16. Акчермушев В.В. Методика расчета на прочность зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с учетом сил трения / В.В. Акчермушев, К.В. Кожаева, И.Ф. Кантемиров // Материалы 72-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2021. Том 1. С. 379.

17. Акчермушев В.В. Методика расчета напряженно-деформированного состояния надземного зигзагообразно уложенного участка трубопровода / В.В. Акчермушев, Д.А. Жигулин, К.В. Кожаева // Трубопроводный транспорт — 2021: тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции / редкол.: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2021. С. 215-216.

18. Акчермушев В.В. Совершенствование конструкции опоры для надземного зигзагообразно проложенного трубопровода / В.В. Акчермушев, К.В. Кожаева, И.Ф. Кантемиров, Х.А. Азметов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2021. № 2 (130). С. 70-83.

19. Андронов, И.Н. Ресурс надземных трубопроводов [Текст]. В 2-х ч. Ч.1. Факторы, ограничивающие ресурс. Стандартные методы испытаний / И.Н. Андронов, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агиней. Ухта, УГТУ, 2008. 272 с.

20. Анисимов, В. В. Строительство магистральных трубопроводов в районах вечной мерзлоты / В. В. Анисимов, М. И. Криницын. – Л. Гостоптехиздат, 1963. – 148 с.

21. Бенин Д.М. Методика расчета трубопроводов, прокладываемых на опорах // Интерактивная наука. – 2017. – № 9 (19). – С. 55-56.

22. Березин, В. Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов / В. Л. Березин, В. Е. Шутов. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

23. Биргер, И. А. Сопротивление материалов / И. А. Биргер, Р. Р. Мавлютов. – М.: Наука, 1985. – 560 с.
24. Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
25. Бородавкин П.П., Таран В.Д. Трубопроводы в сложных условиях. – М.: Недра, 1968. – 303 с.
26. Бородавкин, П. П. Прочность магистральных трубопроводов / П. П. Бородавкин, А. М. Синюков. – М.: Недра, 1984. – 245 с.
27. Булгаков, А. В. Надземные газопроводы с самокомпенсацией температурных напряжений / А. В. Булгаков. – М.: ОНТИ ВНИИСТ, 1959. – 73 с.
28. Быков Л.И., Бешерян З.А. Исследование деформативности и напряженного состояния надземных трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 2 (118). С. 81-90.
29. Быков Л.И., Григоренко П.Н., Шувалов В.Ю. Оценка напряженно-деформированного состояния сложных участков трубопроводов // Нефть и газ. – 1997. – №1. – С.145-148.
30. Быков Л.И., Кантемиров И.Ф., Бешерян З.А. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 6 (122). – С. 115-125.
31. Быков, Л. И. К вопросу рационального проектирования надземных трубопроводных переходов / Л. И. Быков, Л. А. Лунев, З. Ф. Автахов // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: сб. науч. тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 51-60.
32. Быков, Л. И. Оценка влияния опорных условий на работу балочных трубопроводных систем/ Л. И. Быков, З. Ф. Автахов // Нефтегазовое дело. – 2003. – № 5. – С. 79-85.

33. Быков, Л. И. Расчёт на прочность и устойчивость балочных трубопроводных конструкций: учебно-методическое пособие / Л. И. Быков, М. Ю. Котов, М. Б. Тагиров. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 64 с.
34. Быков, Л. И. Расчет упругоискривленного трубопровода с учетом сил трения на опорах и внутреннего давления / Л. И. Быков, П. П. Бородавкин // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1965. – № 10. – С. 93-96.
35. Быков, Л.И. Строительство трубопроводов в особых природных условиях: учебное пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, Р.Р. Хасанов, Д.А. Гулин, З.А. Бешерян, Е.А. Лобова. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. – 178 с.
36. Быков, Л.И. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие/ Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков [и др.]. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.
37. Васильев Г.Г., Орехов В.В. М.А., Лежнев Сооружение и ремонт магистральных трубопроводов. Учебное пособие для проведения практических занятий. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 118 с.
38. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования: утв. Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии, 01.04.2014. – М.: Стандартиформ, 2015. – 106 с.
39. Гребенникова, И. В. Методы математической обработки экспериментальных данных: учебно-методическое пособие / И. В. Гребенникова. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 124 с.
40. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Гумеров К.М. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 310 с.
41. Гумеров, А.Г. Методы повышения несущей способности действующих нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Н. Х. Гаскаров, Р. М. Мавлютов, Х. А. Азметов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов: обзор серии. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – Вып. 2. – 50 с.

42. Дарков, А. В. Строительная механика / А. В. Дарков, Н. Н. Шапошников. – М.: Высшая школа, 1986. – 607 с.
43. Зайдель, А. Н. Ошибки измерений физических величин / А. Н. Зайдель. – Л.: Наука, 1974. – 108 с.
44. Закирьянов, М.В. Совершенствование методов оценки напряженно-деформированного состояния потенциально опасных участков газопроводов с отводами холодного гнущего: дис... канд. техн. наук / М.В. Закирьянов. – Уфа: УГНТУ, 2019. – 140 с.
45. Зарипов Р.М., Масалимов Р.Б. Напряженно-деформированное состояние подземного участка нефтепровода, составленного из кривых вставок и прямолинейных труб, с компенсатором // Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». Уфа, ИПТЭР, 2015, № 4 (102). – С. 105-113.
46. Зиневич, А. М. Технология и организация строительства магистральных трубопроводов больших диаметров / А. М. Зиневич, В. И. Прокофьев, В. П. Ментюков. – М.: Недра, 1979. – 421 с.
47. Иванцов, О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – 166 с.
48. Иванцов, О. М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов. – М.: Недра, 1985. – 231 с.
49. Камерштейн, А. Г. Расчет трубопроводов на прочность. Справочная книга / А. Г. Камерштейн, В. В. Рождественский, М. Н. Ручимский. – М.: Недра, 1969. – 440 с.
50. Клокова, Н. П. Тензорезисторы: теория, методики расчета, разработки / Н. П. Клокова. – М.: Машиностроение, 1990. – 224 с.
51. Коробков, Г. Е. Моделирование осложненных условий эксплуатации магистральных нефтегазопроводов : дис.... д-ра техн. наук / Г. Е. Коробков. – Уфа: УГНТУ, 2010. – 363 с.
52. Коробков, Г. Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в

осложненных условиях эксплуатации / Г. Е. Коробков, Р. М. Зарипов, И. А. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2009. – 410 с.

53. Котов М.Ю., Быков Л.И. Оценка характеристик напряженно-деформированного состояния модели балочного трубопроводного // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 2. – С. 76-78.

54. Кожаева, К.В. Экспериментальные исследования напряженно-деформированного состояния надземных зигзагообразных участков трубопроводов / В.В. Акчермушев, К.В. Кожаева // Материалы 73-й научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ. В 2 т. / отв. ред. Р.У. Рабаев. – Уфа: УНПЦ «Издательство УГНТУ», 2022. – С.192-193.

55. Котов, М. Ю. К вопросу экспериментального исследования характеристик напряженно-деформированного состояния балочных трубопроводных переходов / М. Ю. Котов, Л. И. Быков// Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 4. – С. 42-45.

56. Котов, М. Ю. Экспериментальное исследование напряженно-деформированного состояния балочного трубопроводного перехода / М. Ю. Котов, Л. И. Быков // Наука в центральной России. – 2012. – № 1. – С. 66-70.

57. Котов, М.Ю. Оценка напряженно-деформированного состояния балочных переходов газонефтепроводов: дис... канд. техн. наук / М.Ю. Котов. – Уфа: УГНТУ, 2013. – 176 с.

58. Лавренчик, В.Н. Постановка физического эксперимента и статистическая обработка его результатов: учеб. пособие для студ. физ. спец. вузов / В. Н. Лавренчик. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.

59. Лисин Ю. В. Обеспечение надежности трубопроводов // Трубопроводный транспорт нефти. – 2007. – № 7. – С. 15-18.

60. Лисин Ю.В., Сощенко А.Е., Бондаренко В.В. Основные технические решения по конструкции опор трубопроводов для участков надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» // Трубопроводный транспорт (теория и практика). 2013. № 6 (40). С. 4-7.

61. Лунев, Л. А. Новые методы рационального проектирования балочных и подвесных трубопроводных переходов: дис.... д-ра техн. наук / Л. А. Лунев. – Старый Оскол: СТИ МИС и С, 2001. – 330 с.
62. Лунев, Л. А. Основы проектирования новых конструкций надземных трубопроводных переходов / Л. А. Лунев. – Старый Оскол: СТИ МИС и С, 2000. – 124 с.
63. Магалиф В.Я., Спиридонов В.В., Черний В.П. Самокомпенсация трубопроводов с учетом трения. М.: ВНИИЭГазпром, 1972. – 24 с.
64. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. М.: ИЦ «Елима», 2004. – 1104 с.
65. Мазур, И. И. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопровода / И. И. Мазур, О. М. Иванцов, О. И. Молдованов. – М.: Недра, 1990. – 263 с.
66. Масалимов Р.Б., Зарипов Р.М. Применение уравнений продольно-поперечного изгиба стержня для исследования напряженно-деформированного состояния трубопровода с кривыми вставками // Научный журнал «Нефтегазовое дело». 2009. – Том 7. – № 2. С. 100-105.
67. Масалимов, Р.Б. Напряженно-деформированное состояние и устойчивость кривых вставок надземных и подземных участков трубопровода: дис... канд. техн. наук / Р.Б. Масалимов. – Уфа: УГНТУ, 2016. – 158 с.
68. Махутов Н.А., Пермьяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 516 с.
69. Морозов В.Н. Магистральные трубопроводы в сложных инженерно-геологических условиях. – Л.: Недра, 1987. – 121 с.
70. Мустафин, Ф.М. Технология сооружения газонефтепроводов: учеб. пособие для вузов / Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, Г. Г. Васильев [и др.]. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2007. – 631 с.
71. Патент № 2563094 Российская Федерация, МПК F16L 3/10. Неподвижная опора трубопровода / Ю.В. Лисин, Ю.Б. Михеев, В.В. Бондаренко,

П.В. Сечкин, В.И. Суриков, К.С. Шонин, П.И. Шотер. №2014110673/06; заявлено 20.03.2014; опублик. 20.09.2015. Бюл. № 26.

72. Патент РФ № 208410 Российская Федерация, МПК F16L 3/00. Опора для надземного трубопровода / В.В. Акчермушев, К.В. Кожаяева, Х.А. Азметов, И.Ф. Кантемиров. – №2021108522; заявлено 29.03.2021; опублик. 16.12.2021. Бюл. № 35.

73. Петров, И. П. Надземная прокладка трубопроводов «змейкой» / И. П. Петров, В. В. Спиридонов // Строительство трубопроводов. – 1959. – № 3. – С. 10-15.

74. Петров, И. П. Надземная прокладка трубопроводов/ И. П. Петров, В. В. Спиридонов. – М.: Недра, 1973. – 472 с.

75. Подвижные опорные части трубопроводов и других сооружений / под ред. Д. А. Коршунова. – Киев: Вища школа, 1976. – 142 с.

76. Работнов Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела. – М.: Наука, 1979. – 740 с.

77. Ращепкин К.Е., Таран В.Д. Сложный изгиб действующего трубопровода / Труды МИНХ и ГП. – М.: 1971. – Вып. 87. – С.121-128.

78. РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05 Магистральный нефтепровод «Восточная Сибирь-Тихий океан» (ВСТО). Специальные нормы проектирования и строительства. – М.: ОАО «АК «Траснефть», 2005. – 241 с.

79. Ревазов А.М., Алекперова С.Т. Применение системы поэтапного обеспечения безопасности магистральных трубопроводов на этапах реализации жизненного цикла проекта // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. № 4. С. 43–47.

80. Рекомендации по прочностным расчетам надземных газопроводов. – М.: ВНИИГАЗ, 1988.

81. Ржаницин, А. Р. Строительная механика / А. Р. Ржаницин. М. Высшая школа, 1991. – 439 с.

82. Руководство по выбору рациональных конструктивных решений надземных переходов магистральных трубопроводов. Р 474-84. – М.: ВНИИСТ, 1984. – 76 с.

83. Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ №2021665164. Расчет напряженно-деформированного состояния зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с учетом сил трения на опорах: заявл. 10.09.2021; опубл. 21.09.2021 / Акчермушев В.В., Кожаяева К.В., Азметов Х.А.; патентообладатель ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УГНТУ).

84. Свободноподвижная опора надземного трубопровода, проложенного по зигзагообразной линии [Текст]: а. с. 1391254 МПК 6 F1 6L3/18 / Н. А. Сивчук. – №3993258/08; заявл. 23.12.85; опубл. 20.11.95.

85. Семенов, В. Н. Прогнозирование показателей надежности и срока службы трубопроводов без внутреннего покрытия / В. Н. Семенов, С. М. Соколов // Нефтяное хозяйство. – М.: Издательство Нефтяное хозяйство. – № 5. – С. 100-102.

86. Соколов, С. М. Расчет и проверка прочности надземных магистральных трубопроводов / С. М. Соколов, О. В. Лимарь // Нефтяное хозяйство. – М.: Издательство Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 86-90.

87. СП 16.13330.2017. Стальные конструкции: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 27.02.2017. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2017. – 140 с.

88. СП 20.13330.2016. Нагрузки и воздействия: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 03.12.2016. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 95 с.

89. СП 33.13330.2012. Расчет на прочность стальных трубопроводов: утв. Министерством регионального развития Российской Федерации 29.12.2011. – М.: ФАУ «ФЦС», 2012. – 28 с.

90. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы: утв. Госстрой России, 25.12.2012. – М.: ФАУ «ФЦС», 2013. – 92 с.

91. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы: утв. Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, 18.02.2014. – М.: ФАУ «ФЦС», 2014. – 182 с.

92. Спиридонов В.В., Лемеханов В.В. Натурные исследования напряженного состояния и деформативности надземного газопровода // Труды ВНИИСТ. 1963. № 15.
93. Спиридонов В.В., Черний В.П. Моделирование работы надземных трубопроводов. М.: ВНИИЭГазпром, 1972. № 1.
94. Спиридонов В.В., Черний В.П. О деформативности надземной системы трубопроводов. М.: ВНИИЭГазпром, 1971. № 4.
95. Спиридонов, В. В. Расчет надземных переходов трубопроводов с учетом смещения прилегающих надземных участков / В. В. Спиридонов // Строительство трубопроводов. – 1966. – № 2. – С. 19.
96. Спиридонов, В. В. Рациональные системы прокладки трубопроводов в Западной Сибири и на Крайнем Севере / В. В. Спиридонов // Строительство трубопроводов. – 1966. – № 4. – С. 8-14.
97. СТО Газпром 2-2.1-318-2009. Инструкция по проектированию трубопроводов с компенсацией продольных деформаций. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2009. – 28 с.
98. СТТ-23.040.00-КТН-045-12. Опоры для трубопроводов на участках надземной прокладки трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пур-Пе». Специальные технические требования. [Текст]. - Введ. 2012.04.06. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2012. – 76 с.
99. Султанов, М.Х., Гаврилин А.В., Утяшева Е.Р. Новый подход и метод расчета трубопроводов на прочность и надежность // Территория Нефтегаз. 2013. № 12. – С. 102-104.
100. Суриков, В.И. Испытания опор трубопровода для участков надземной прокладки под воздействием эксплуатационных нагрузок с целью подтверждения их прочности и долговечности / В.И. Суриков, В.В. Бондаренко, А.В. Коргин, К.С. Шонин, Ю.Б. Михеев // Вестник МГСУ. 2014. № 3. С. 117—125.
101. Феодосьев, В. И. Соппротивление материалов // М.: Наука, 1970. – 544 с.

102. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: Недра, 2000. – 486 с.
103. Харионовский, В. В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях/ В. В. Харионовский. – Л.: Недра, 1990. – 180 с.
104. Харионовский, В.В. Надежность магистральных газопроводов: становление, развитие и современное состояние // Газовая промышленность. 2019. № 1(779). – С. 56-68.
105. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Коробков Г.Е. и др. Разработка метода расчета напряженно-деформированного состояния газопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях. Нефтепроводное дело. Научно-технический журнал. № 2, УГНТУ. – Уфа: 2005. – С.32-41.
106. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А. и др. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно- геологических условиях. Т.1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов. – М.: Изд-во «Недра», 2005. – 705 с.
107. Шаммазов А.М., Зарипов Р.М., Чичелов В.А. и др. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Т.2. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов. – М.: Изд-во «Интер», 2006. – 564 с.
108. Шариковая опора трубопровода: а. с. 2047036 МПК 6 F16L3/18/ И. Ф. Денисенков; заявитель И. Ф. Денисенков, патентообладатель Институт Челябинскгражданпроект. – № 5045154/29; заявл. 01.06.92; опубл. 27.10.95.
109. Шлапак, Л.С. Разработка уточненной методики расчета напряженно-деформированного состояния надземных участков газопроводов и практических рекомендаций по повышению эффективности их работы в горных условиях: дис... канд. техн. наук / Л.С. Шлапак. – Ивано-Франковск: Ивано-Франковский институт нефти и газа, 1984. – 242 с.
110. Шухов, В. Г. Строительная механика. Избранные труды/ В. Г. Шухов; под ред. А. Ю. Ишлинского. – М.: Наука, 1977. – 192 с.

111. Юдин, Ю. В. Организация и математическое планирование эксперимента: учебное пособие / Ю. В. Юдин, М. В. Майсурадзе, Ф. В. Водолазский. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2018. – 124 с.
112. Ясин Э.М. Продольно-поперечный изгиб криволинейных участков магистральных трубопроводов // Сбор, подготовка и транспорт нефти и нефтепродуктов. – Труды ВНИИСПТнефть. – Уфа: 1973. – Вып. 11. – С.191.
113. Ясин, Э. М. Надежность магистрального трубопровода / Э. М. Ясин, В. Л. Березин, К. Е. Рашепкин. – М.: Недра, 1978. – 166 с.
114. Allen, Lawrence J. The Trans-Alaska Pipeline. Vol 1: The Beginning. Vol 2: South to Valdez. Seattle; Scribe Publishing Co. 1975 and 1976.
115. Alyeska Pipeline Service Co. The Facts: Trans Alaska Pipeline System Alyeska Pipeline Service Co., 2007.
116. Chau, R. W. Effect of Transverse Sensitivity of Strain Gauge on the Accuracy of Computer Principal Strain// Experimental Techniques. - 1987. - July. - P. 22-23.
117. Dermot Cole. Amazing Pipeline Stories: How Building the Trans-Alaska Pipeline Transformed Life in America's Last Frontier. Paperback: Publisher: Epicenter Press. May 1, 1997, 224 p.
118. Jack D. Bakos. Structural analysis for engineering technology. - Charles E. Mer- ril publishing Co., A Bell@Howell Co., Columbus, Ohio, 1973, p.316.
119. John Tiratsoo. Trans Alaska Pipeline System. Pipelines International, ISSUE 004. June 2010.
120. Jump up Carber, Kristine M. Scanning the Alaska Pipeline, Point of Beginning. – URL: <http://www.pobonline.com/articles/91046-scanning-the-alaska-pipeline> (дата обращения: 30.11.2021).
121. Peter Coates. Trans-Alaskan Pipeline Controversy: Technology, Conservation, and the Frontier. Publisher: University of Alaska Press; 1 edition. October 1, 1993, 447 p.

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2021665164

Расчет напряженно-деформированного состояния  
зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с  
учетом сил трения на опорах

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический  
университет» (RU)*

Авторы: *Акчермушев Владимир Васильевич (RU), Кожяева  
Ксения Валерьевна (RU), Азметов Хасан Ахметзиевич (RU)*



Заявка № 2021664219

Дата поступления 10 сентября 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 21 сентября 2021 г.

Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

## РЕФЕРАТ

- Авторы: Акчермушев Владимир Васильевич, Кожаева Ксения Валерьевна, Азметов Хасан Ахметзиевич
- Право-обладатель: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»
- Программа: Расчет напряженно-деформированного состояния зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с учетом сил трения на опорах
- Аннотация: Программа предназначена для расчета напряженно-деформированного состояния зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с учетом сил трения на опорах, а именно рассчитывает перемещения, продольные усилия, изгибающие моменты, изгибные и продольные напряжения на самом опасном участке «змейки» (на вершине) с учетом заданных коэффициентов трения трубопровода об опоры. Результатом работы программы является документ, в котором содержатся все необходимые данные для оценки напряженно-деформированного состояния проектируемого трубопровода с заданными исходными данными. Проектировщик в доступном виде на экране монитора видит весь алгоритм расчета в привычной форме записи. Программа обеспечивает выполнение следующих функций: при заданных исходных данных рассчитывает геометрические параметры трубопровода, конструктивные параметры зигзагообразного участка трубопровода, начальные значения продольного усилия и напряжений в трубопроводе, далее с учетом усилия трения на опорах рассчитывает конструктивные параметры зигзагообразного участка трубопровода после приложения нагрузок и воздействий на трубопровод, а также продольное усилие, изгибающий момент, продольные напряжения, изгибные напряжения и суммарные продольные напряжения после прогиба зигзагообразного участка трубопровода. Программа может применяться при проектировании и строительстве участков надземных переходов трубопроводов, а также студентами, магистрантами и аспирантами в учебном процессе.
- Тип ЭВМ: IBM PC – совмест. ПК
- Язык: Mathcad 15
- ОС: Windows XP и выше
- Объем программы: 133 Кб  
(исходного текста)

## РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 208410

## ОПОРА ДЛЯ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (RU)*

Авторы: *Акчермушев Владимир Васильевич (RU), Кожеева Ксения Валерьевна (RU), Азметов Хасан Ахметзиевич (RU), Кантемиров Игорь Финсурович (RU)*

Заявка № 2021108522

Приоритет полезной модели 29 марта 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре полезных

моделей Российской Федерации 16 декабря 2021 г.

Срок действия исключительного права

на полезную модель истекает 29 марта 2031 г.

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

Г.П. Ивлиев



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



(19) RU (11)

208 410 (13) U1

(51) МПК  
F16L 3/00 (2006.01)ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

## (12) ОПИСАНИЕ ПОЛЕЗНОЙ МОДЕЛИ К ПАТЕНТУ

(52) СПК  
F16L 3/00 (2021.08)

(21)(22) Заявка: 2021108522, 29.03.2021

(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
29.03.2021

Дата регистрации:  
16.12.2021

Приоритет(ы):  
(22) Дата подачи заявки: 29.03.2021

(45) Опубликовано: 16.12.2021 Бюл. № 35

Адрес для переписки:  
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1, Уфимский  
государственный нефтяной технический  
университет, патентный отдел

(72) Автор(ы):  
Акчермушев Владимир Васильевич (RU),  
Кожаева Ксения Валерьевна (RU),  
Азметов Хасан Ахметзиевич (RU),  
Кантемиров Игорь Финсурович (RU)

(73) Патентообладатель(и):  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования "Уфимский государственный  
нефтяной технический университет" (RU)

(56) Список документов, цитированных в отчете  
о поиске: RU 122143 U1, 20.11.2012. RU 124351  
U1, 20.01.2013. RU 124350 U1, 20.01.2013. US  
4139142 A1, 13.02.1979.

## (54) ОПОРА ДЛЯ НАДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА

(57) Реферат:

Полезная модель относится к области строительства магистральных трубопроводов и может быть использована при надземной прокладке трубопроводов в виде «змейки».

Задачей полезной модели является разработка новой конструкции опоры для надземного трубопровода с достижением следующего технического результата: снижение напряженно-деформированного состояния эксплуатируемого трубопровода от высоких значений температурного перепада за счет повышения сил сопротивления трубопровода как продольным, так и поперечным перемещениям.

Опора для надземного трубопровода включает строительную конструкцию, полый коробчатый корпус, в основании которого располагается съемная прокладка, хомут со стягивающими крепежными элементами, упругий элемент между трубой и хомутом. При этом упругий элемент между трубой и хомутом выполнен без зазоров, на строительной конструкции жестко закреплена связывающая плита с пазами, в которые вставляется основание

полого коробчатого корпуса, а съемная прокладка выполнена из материала, имеющего повышенный коэффициент трения в пределах 0,6-1,0. Размеры паза подобраны таким образом, чтобы основание полого коробчатого корпуса не вышло из паза во время поперечных перемещений.

Кроме того, материал упругого элемента между трубой и хомутом выбран из условия  $\sigma_1 \sigma_2 \leq [\sigma]$ , в котором  $\sigma_1$  - напряжения сжатия, действующие на упругий элемент от действия веса трубопровода и определяемые из аналитического

выражения  $\sigma_1 = \frac{2ql_0}{\pi D_H \cdot C}$ ;  $\sigma_2$  - напряжения

сжатия упругого элемента хомутом и определяемые из аналитического выражения  $\sigma_2 = k_0 w$ ,

где  $q$  - вес трубопровода единичной длины с продуктом, Н/м;

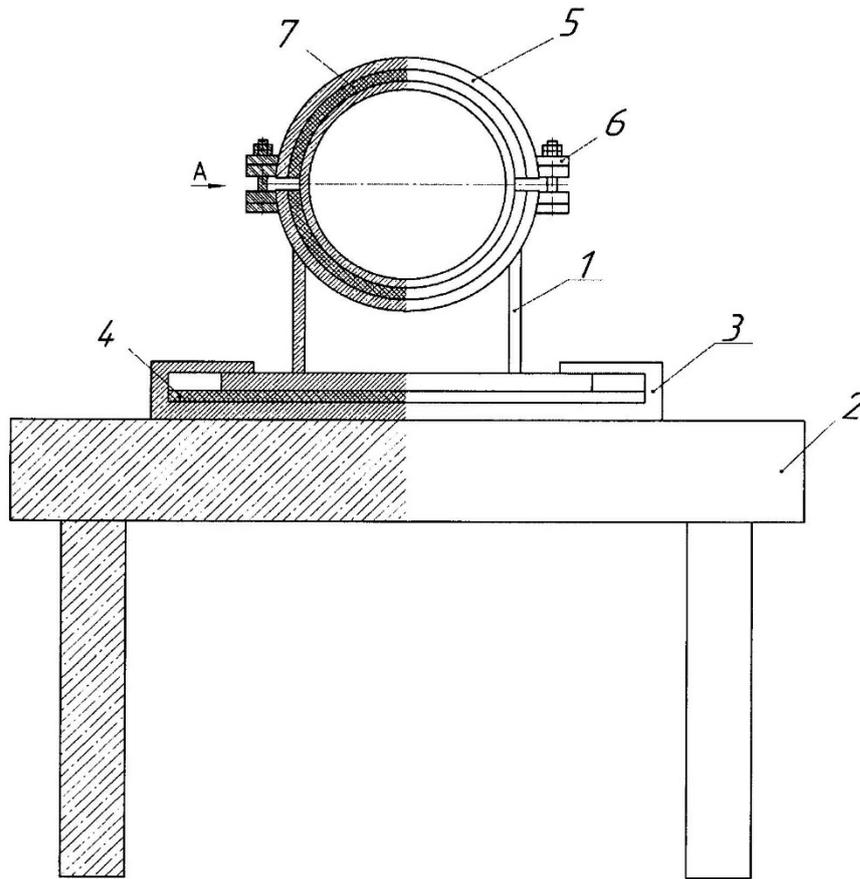
$l_0$  - расстояние между опорами, м;

RU 208410 U1

RU 208410 U1

$D_{\text{н}}$  - наружный диаметр трубопровода, м;  
 $C$  - ширина упругого элемента, измеряемая по продольной оси трубопровода и равная длине хомута, м;  
 $k_0$  - коэффициент сопротивления упругого элемента сжатию,  $\text{Н/м}^3$ ;

$w$  - радиальное перемещение стенки хомута при сжатии упругого элемента, м;  
 $[\sigma]$  - допускаемое напряжение на упругий элемент, выше которого упругий элемент теряет способность по назначению иметь высокий коэффициент трения, МПа.



Фиг. 1

RU 208410 U1

RU 208410 U1

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Справки о внедрении

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ» (ФГБОУ ВО "УГНТУ")ул. Космонавтов, 1, г. Уфа, Республика Башкортостан, 450064. Тел.: (347) 242-03-70, факс: (347) 243-14-19, <http://www.rusoil.net>, E-mail [info@rusoil.net](mailto:info@rusoil.net)  
ИНН 0277006179, ОГРН 1020203079016, ОКПО 02069450, КПП 027701001

10.01.2022 № 077 - 1/33

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

В диссертационный совет  
Д 212.289.04

## СПРАВКА

Разработанные аспирантом кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности» Акчермушевым Владимиром Васильевичем выводы и практические рекомендации в диссертационной работе «Совершенствование метода расчета на прочность уложенного в виде змейки надземного трубопровода», а также свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021665164 «Расчет напряженно-деформированного состояния зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с учетом сил трения на опорах» и патент РФ №208410 на полезную модель «Опора для надземного трубопровода» используются в учебном процессе УГНТУ при чтении лекций, проведении практических занятий по дисциплинам «Сооружение магистральных и промысловых трубопроводов», «Строительство переходов и сложных участков газонефтепроводов», «Современные технологии строительства и ремонта объектов систем трубопроводного транспорта», «Современные проблемы развития науки, техники и технологии (нефтегазовая техника и технологии)» для студентов, обучающихся по направлению подготовки бакалавров 21.03.01 и магистров 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

Проректор по учебной работе,  
профессор, д.т.н.

И.Г. Ибрагимов

**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»****Нефтегазодобывающее управление «Нижнесуртымскнефть»**

СТРУКТУРНОЕ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕ

ул.Энтузиастов, 12, пос.Нижнесуртымский, Сургутский район, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Тюменская область, Российская Федерация, 628447

Тел.: (34638) 72-1-03  
Факс: (34638) 76-1-32, (3462) 42-12-45

«16» декабря 2021 г.

№ 05-18-19-13558



DIR-26602-572590643

В диссертационный совет  
Д 212.289.04

ул.Космонавтов, д.1, г.Уфа,  
Республика Башкортостан,  
450062

**О применении в производстве  
результатов научных исследований**

Выводы и практические рекомендации, полученные аспирантом кафедры «Проектирование и строительство объектов нефтяной и газовой промышленности» Акчермушевым Владимиром Васильевичем в опубликованных трудах, на основании проведенных аналитических и экспериментальных исследований, а также в свидетельстве о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021665464 «Расчет напряженно-деформированного состояния зигзагообразно уложенного надземного трубопровода с учетом сил трения на опорах» и в заявке на выдачу патента на полезную модель «Опора для надземного трубопровода» (получено положительное решение, заявка №2021108522/12(018348) от 29.03.2021 г.) учитываются и применяются на нашем предприятии в процессе проектирования, строительства и эксплуатации промысловых трубопроводов.

Начальник управления

С.А.Слюсаренко

Галецкий Эдуард Михайлович, (174)7-24-14  
Орлов Вадим Александрович, (174)7-21-65  
Насырова Анна Юрьевна, (174)72-237