Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Донбасская национальная академия строительства и архитектуры»

На правах рукописи

УДК 696.2:622.691.4

Головач Юлия Александровна

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

05.23.03 – теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение

Диссертация

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель

к.т.н., доцент

Захаров В.И.

Идентичность всех экземпляров заверяю:

Ученый секретарь диссертационного совета

Д 01.005.01 З.В. Удовиченко

Макеевка – 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5
РАЗДЕЛ 1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ 11
1.1 Анализ и выбор показателей надежности подземных распределительных газопроводов 11
1.2 Характеристика объекта исследования, сбора и представления эксплуатационных данных 21
1.3 Факторы, влияющие на параметр потока отказов газопроводов 25
1.4 Прогнозирование допустимого срока службы и количества отказов подземных распределительных газопроводов 33
1.5 Разработка статистических моделей показателей надежности стальных подземных распределительных газопроводов 35
1.6 Выводы по первому разделу 40
РАЗДЕЛ 2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСРЕДНЕННОГО ПАРАМЕТРА ПОТОКА ОТКАЗОВ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА И СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ 43
2.1 Методика определения периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным 43
2.2 Определение усредненного параметра отказов подземных газопроводов 48
2.3 Исследование зависимости параметра потока отказов газопроводов от диаметра и срока их эксплуатации 57
2.4 Выводы по второму разделу 61
РАЗДЕЛ 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ОТ СРОКА ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ 62
3.1 Методика проведения эксперимента 62

3.2 Анализ зависимости переходного сопротивления изоляции от продолжительности эксплуатации газопровода 65
3.3 Метрологическое основание точности измерений 79
3.3.1 Погрешность измерения силы тока 79
3.3.2 Погрешность измерения напряжения 80
3.3.3 Погрешность измерения геометрических характеристик газопровода 80
3.3.4 Погрешность при вычислении переходного сопротивления изоляционного покрытия 82
3.4 Выводы по третьему разделу 82
РАЗДЕЛ 4 АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА И ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ГАЗОПРОВОДА НА УСРЕДНЕННЫЙ ПАРАМЕТР ПОТОКА ОТКАЗОВ 84
4.1 Анализ изменения состояния металла газопровода в зависимости от продолжительности эксплуатации и давления газа в газопроводе 84
4.2 Расчет толщины стенок труб в зависимости от условий прокладки газопроводов 90
4.3 Анализ состояния изоляции газопровода в зависимости от срока его эксплуатации 91
4.4 Зависимость усредненного параметра потока отказов газопровода от состояния металла и переходного сопротивления газопровода 103
4.5 Выводы по четвертому разделу 108
РАЗДЕЛ 5 ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НА ОСНОВЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ УТЕЧЕК ГАЗА 109
5.1 Разработка эмпирической математической модели изменения надежности в процессе эксплуатации 109
5.2 Разработка методики прогнозирования количества отказов газопровода по усредненному параметру потока отказов 119
5.3 Экономический эффект от прогнозирования отказов подземных распределительных газопроводов 135

5.4 Экологический эффект от прогнозирования отказов подземных распределительных газопроводов 138
5.5 Выводы по пятому разделу 141
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 143
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 145
Приложение А 161
Приложение Б 169
Приложение В 193
Приложение Г 196
Приложение Д 197
Приложение Е 198
Приложение Ж 199

ВВЕДЕНИЕ

В современных условиях развития газовой промышленности одной из важных задач является рациональное использование природного газа, что невозможно без создания системы газоснабжения, отвечающей необходимым требованиям надежности. Распределительные сети газопроводов представляют собой сложные разветвленные системы, в которых особое внимание уделяется надежности стальных подземных газопроводов как наиболее повреждаемых элементов.

Ввиду того, что распределительные системы газопроводов являются системами длительного действия, с увеличением продолжительности эксплуатации системы увеличивается и вероятность возникновения отказов.

Основным показателем надежности восстанавливаемых систем, к которым относятся системы газоснабжения, является вероятность безотказной работы. Поскольку для элементов системы газоснабжения время наработки на отказ несоизмеримо больше среднего времени ремонта, коэффициент готовности практически равен единице и не используется для оценки надежности элементов газовых сетей. В отличие от систем теплоснабжения, для которых существуют нормативные минимально допустимые показатели надежности, для систем газоснабжения такие показатели надежности отсутствуют. Вероятность безотказной работы системы определяется, главным образом, параметром потока отказов, обоснование численных значений которого, а также прогнозирование их на перспективу, невозможно без экспериментальных и статистических исследований повреждаемости подземных распределительных газопроводов, что в свою очередь требует разработки новых алгоритмов и методик расчета.

Распределительные системы газоснабжения характеризуются таким свойством, как ремонтопригодность, которое заключается в приспособленности системы к предупреждению, обнаружению и устранению отказов и неисправностей путем проведения технического обслуживания и ремонтов. Для принятия обоснованных решений касательно планирования

рабочего времени и расхода необходимых технических материалов, отсутствие которых приводит к значительному увеличению времени восстановления газопровода, необходимо иметь как можно более точную картину текущего состояния аварийности газовых сетей, в частности, изменение параметра потока отказов газопроводов с течением времени. От своевременно и качественно проведенных ремонтов зависят безаварийная работа и увеличение срока службы подземных распределительных газопроводов, а изменение параметра потока отказов во времени позволяет такие ремонты спрогнозировать. Таким образом, выбранная тема диссертационных исследований является актуальной.

Степень разработанности темы. Вопросами надежности газораспределительных сетей занимались такие российские ученые как А.А. Ионин, К.С. Алибеков, В.А. Жила, С.С. Затикян, Ю.М. Белодворский, А.И. Гордюхин, П.Б. Заровный, И.С. Берсенев, И.А. Коляда, П.М. Гофман-Захаров, В.И. Глазков, Н.П. Глазов, А.М. Зиневич, Л.Б. Березин.

Исследованиям надежности газопроводов посвящены работы зарубежных авторов J. Orasheva, A.P. Teixeira, S.C. Guedes, T.A. Netto, S.F. Estefen, M.D. Pandey, M. Ahammed, R.E. Melchers, S. Zhang, W. Zhou.

Расчет вероятности возникновения отказов производится на основе определения параметра потока отказов в зависимости от характеристик участка газопровода, однако при этом не учитывается изменение параметра потока отказов с течением времени.

Связь работы с научными программами, планами, темами. Исследования выполнялись в рамках кафедральной научно-исследовательской темы К 3-03-11 «Совершенствование систем теплогазоснабжения, отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха с использованием современных технологий».

Цель работы. Построение эмпирической математической модели изменения надежности стальных подземных распределительных газопроводов для повышения их эксплуатационной надежности.

Задачи исследования:

– собрать, провести систематизацию и анализ данных по аварийности подземных распределительных газопроводов г. Горловки;

– разработать алгоритм определения усредненного параметра потока отказов стальных подземных распределительных газопроводов на основе расчета периода времени, в течение которого этот параметр принимается постоянным;

– провести исследования по определению численной зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметров, а также изменения состояния металла и изоляционного покрытия стальных подземных распределительных газопроводов;

– разработать эмпирическую математическую модель изменения надежности в процессе эксплуатации, которая позволяет определять допустимый срок службы стальных подземных распределительных газопроводов;

– разработать рекомендации по повышению эксплуатационной надежности стальных подземных распределительных газопроводов на основе прогнозирования отказов в зависимости от продолжительности эксплуатации и диаметров.

Объект исследования – стальные подземные распределительные газопроводы.

Предмет исследования – эксплуатационная надежность стальных подземных распределительных газопроводов.

Научная новизна полученных результатов:

– определены численные значения параметра потока отказов стальных подземных распределительных газопроводов в зависимости от продолжительности эксплуатации, диаметра, а также состояния металла и изоляционного покрытия;

– разработана эмпирическая математическая модель изменения надежности в процессе эксплуатации в зависимости от продолжительности эксплуатации, диаметра, состояния металла и изоляционного покрытия.

Теоретическая и практическая значимость.

Теоретическая значимость. На основании предложенного алгоритма определения усредненного параметра потока отказов стальных подземных распределительных газопроводов с использованием расчета периода времени, в течение которого этот параметр принимается постоянным, получены:

– зависимость усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации, позволяющая прогнозировать отказы на стальных подземных распределительных газопроводах различных диаметров при различной продолжительности эксплуатации;

– зависимость усредненного параметра потока отказов от снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода;

– материалы диссертационной работы включены в рабочие программы учебных дисциплин «Современные системы тепло- и газоснабжения зданий населенных мест», «Газоснабжение» для подготовки бакалавров и «Надежность систем ТГВ и пути ее повышения» для подготовки магистров по направлению «Строительство».

Практическая значимость результатов исследований:

– предложенная эмпирическая математическая модель позволяет определять допустимый срок службы стальных подземных распределительных газопроводов.

Методология и методы исследования. В процессе выполнения работы автором был применен системный подход к анализу вопросов, связанных с надежностью стальных подземных распределительных газопроводов, математическое моделирование. В ходе выполнения расчетно-аналитических исследований использовался метод корреляционно-регрессионного анализа.

Личный вклад соискателя включает постановку цели и задач исследования, сбор, обработку и анализ статистических данных о повреждаемости подземных распределительных газопроводов, разработку алгоритма определения усредненного параметра потока отказов стальных подземных распределительных газопроводов с использованием расчета периода времени, в течение которого этот параметр принимается постоянным;

определение зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации, диаметров, а также изменения состояния металла и изоляционного покрытия стальных подземных распределительных газопроводов; разработку рекомендаций по повышению эксплуатационной надежности стальных подземных распределительных газопроводов.

Основные положения, выносимые на защиту:

– алгоритм определения усредненного параметра потока отказов стальных подземных распределительных газопроводов на основе расчета периода времени, в течение которого этот параметр принимается постоянным;

– эмпирическая математическая модель изменения надежности стальных подземных распределительных газопроводов в зависимости от продолжительности эксплуатации, диаметра, изменения состояния металла и изоляционного покрытия;

– алгоритм определения допустимого срока службы газопровода, который будет основой для принятия решения о ремонте или замене участка;

– методика расчета прогнозируемого количества отказов стальных подземных распределительных газопроводов в зависимости от продолжительности эксплуатации, диаметра, изменения защитных свойств изоляционных покрытий и состояния металла газопроводов.

Степень достоверности и апробация результатов диссертационной работы.

Достоверность результатов исследований подтверждается использованием основополагающих положений теории надежности, а также адекватностью результатов экспериментальных исследований. Достоверность обеспечивается также широкой публикацией работ по данной теме и обсуждением их на конференциях различного уровня.

Основные результаты диссертации докладывались на: X-XIII Международных конференциях молодых ученых, аспирантов и студентов Донбасской национальной академии строительства и архитектуры (г. Макеевка, 2011, 2012, 2013, 2014 гг.); III Международной конференции «Научно-техническое и организационно-экономическое содействие реформам

в строительстве и ЖКХ» (г. Макеевка, 2012 г.); IV Республиканской научно-практической конференции (г. Бендеры, 2012 г.); II Международной научно-технической конференции «Энергетические системы» (г. Белгород, 2017 г.); I Открытой международной очно-заочной научно-практической конференции молодых ученых и студентов «Энергоресурсосбережение в инженерных и энергетических системах зданий и сооружений» (г. Макеевка, 2019 г.).

Публикации. Основные научные результаты диссертации опубликованы в 10 печатных работах, общим объемом 2,9 а.л., лично автором – 1,7 а.л., в том числе, 5 научных статей в сборниках научных трудов, включенных в перечень рецензируемых научных журналов, 1 статья в издании, индексируемом в международной наукометрической базе данных Scopus, 4 публикации по материалам конференций.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти разделов, заключения, списка использованных литературных источников и приложений. Общий объем диссертации составляет 199 страниц, из которых 144 страницы основного текста, 16 страниц списка использованных источников, 39 страниц приложений.

РАЗДЕЛ 1
СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ ПОДЗЕМНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

1.1 Анализ и выбор показателей надежности подземных распределительных газопроводов

Современные распределительные системы газоснабжения, подающие газ для приготовления пищи и подачи в жилые дома, для газоснабжения коммунально-бытовых и промышленных потребителей, представляют собой сложные разветвленные и кольцевые сети и сооружения на них [1-5]. Мощность таких систем весьма значительна, а газовые сети имеют большую протяженность.

С увеличением времени эксплуатации системы увеличивается вероятность отказа ее элементов, что может привести к существенному снижению или полной потере работоспособности. Недостаточная надежность системы приводит к огромным затратам на ее ремонт, простою оборудования, прекращению снабжения населения газом, большим экономическими потерями, разрушению крупных объектов и человеческим жертвам.

Для предотвращения перебоев в газоснабжении распределительные системы должны быть спроектированы в соответствии с требованиями надежности, а их эксплуатация должна быть организована таким образом, чтобы профилактические ремонты и своевременная замена оборудования позволяли выдерживать принятый уровень надежности в течение всего срока службы системы [6-10].

Решить эти задачи можно, лишь опираясь на теорию надежности и используя ее методы расчета при проектировании и эксплуатации газоснабжающих систем [11-24].

Вопросами надежности газораспределительных сетей занимались такие российские ученые как А.А.Ионин, К.С.Алибеков, В.А.Жила и С.С.Затикян,

чьи исследования отражены в [1, 2], Ю.М. Белодворский, П.Б. Заровный, И.С. Берсенев, И.А. Коляда, П.М. Гофман-Захаров [25-28]. Благодаря работам А.А.Ионина, В.А. Варфоломеева, Я.М. Торчиского, Р.Н. Шевченко, Д.Б.Баясанова, Н.Л.Стаскевича и др. [1-5, 29-34] был решен ряд задач связанных с проектированием и эксплуатацией газовых сетей.

В соответствии с [35, 36] под надежностью следует понимать свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Расчетное время, которое закладывается при обосновании надежности, должно быть таким, чтобы за этот период не было существенной реконструкции систем, направленной на повышение надежности.

Показатели надежности системы газораспределения являются количественной мерой надежности и характеризуют надежность газораспределительной сети, газопроводов и их участков, надежность системы газораспределения для потребителей газа.

При определении надежности системы газораспределения используются следующие показатели надежности:

– показатели безотказности (вероятность безотказной работы, средняя наработка на отказ и др.);

– показатели ремонтопригодности (среднее время восстановления газоснабжения после устранения отказа, средняя трудоемкость восстановления);

– комплексные показатели (коэффициент готовности, относительная недопоставка газа потребителям) [37].

Надежность системы газоснабжения определяется уровнем работ на трех основных этапах ее формирования: этапе проектирования, этапе строительства и этапе эксплуатации [38-44].

1. На этапе проектирования расчет надежности производится с целью прогнозирования ожидаемой надежности проектируемой системы. Такое

прогнозирование необходимо для решения организационно-технических вопросов: выбора оптимального варианта схемы; способа резервирования; количества запасных элементов; периодичности профилактики (технологическая надежность).

2. На этапе строительства решаются вопросы повышения качества строительно-монтажных работ, сварочных работ, повышения требований к качеству конструкций и используемых материалов.

3. На этапе эксплуатации системы газоснабжения производится диагностика состояния и прогнозирование ее надежной работы, а также поддерживание расчетных режимов транспортировки газа (эксплуатационная надежность). На этапе эксплуатации необходимо своевременное принятие мер по предупреждению аварийных ситуаций, выполнение надлежащего контроля за состоянием газовых сетей, поддерживание высокого уровня организации аварийной службы и обеспеченности запасными деталями и материалами [39, 116].

Ввиду того, что период эксплуатации газовых сетей намного больше этапа проектирования и строительства, наиболее важными становятся эксплуатационные показатели надежности, которые можно разделить на вероятностно-статистические и экспериментальные.

Вероятностно-статистические показатели делятся на показатели по параметрам надежности и экономико-статистические. Для невосстанавливаемых элементов параметрами надежности является вероятность безотказной работы P(t), вероятность отказов Q(t), частота отказов a(t), интенсивность отказов λ(t), среднее время безотказной работы $T_{ср}$. Для восстанавливаемых элементов параметрами надежности являются вероятность безотказной работы P(t), параметр потока отказов ω(t), наработка на отказ $t_{ср}$.

При рассмотрении вероятностно-статистических показателей надежности необходимо учитывать влияние на повреждаемость газопроводов многих факторов, что в первую очередь определяется условиями эксплуатации, а, следовательно, имеет место быть разная экономическая

составляющая. Поэтому не представляется возможным вывести общий показатель, который одновременно учитывал бы и показатели надежности, и экономико-статистические показатели.

Использование экспериментальных методов оценки надежности представляет наибольшую сложность, поскольку в работе рассматриваются подземные газопроводы.

Ввиду того, что первичной величиной, используемой для оценки надежности газопроводов, является количество их повреждений, приводящих к утечкам, за определенный период времени, основным вероятностно-статистическим показателем надежности газопроводов становится вероятность безотказной работы и параметр потока отказов.

Следует отметить, что в технической литературе [1], используемой для расчетов надежности с использованием теории массового обслуживания, предложено определение не вероятности безотказной работы, а показателя надежности сети R с учетом расчетной нагрузки участков сети. В качестве рекомендованных нормативных значений показателя надежности приведены следующие: при населении города менее 100 тыс. человек – 0,95; при населении 100-500 тыс. человек – 0,97; при населении 500-1000 тыс. человек – 0,98 и при населении свыше 1 млн. человек – 0,99.

Расчет показателя надежности R согласно [1] производится по уравнению

$$R(t) = 1 - \sum_{j=1}^{j=l} \frac{\Delta Q_j \cdot \omega_i}{Q_o \sum \omega_i} (1 - e^{-\sum \omega_i \cdot \grave{O}}), \qquad (1.1)$$

где ΔQ_j – нагрузка входного участка в j-й зоне, м^3/ч;

Q_o – общая газовая нагрузка сети, м^3/ч;

ω_i – параметр потока отказов i-го элемента (газопровода, задвижки), (1/год);

T – расчетный период времени, лет, принимаемый равным 10 годам.

Надежность газораспределительной системы согласно [5] производится исходя из схемы соединения входящих в нее элементов (последовательного, параллельного и смешанного) с учетом расчетной нагрузки участков.

Так при последовательном (тупиковом) соединении надежность системы Н определяется по уравнению

$$H(t) = 1 - \left[(1 - P_1) + (1 - P_2)\frac{Q - Q_1}{Q} + (1 - P_3)\frac{Q - Q_1 - Q_2}{Q} + ... \right], \qquad (1.2)$$

где P_1, P_2, P_3 – надежность первого, второго, третьего и т.д. по ходу движения газа участков;

Q – общий объем газа, проходящего через газопровод, $м^3/ч$;

Q_1, Q_2 – путевые расходы газа на первом, втором и т.д. по ходу движения газа участках.

При параллельном соединении с суммируемыми показателями эффективности отдельных элементов, если надежность и пропускная способность всех газопроводов одинаковы, т.е. при $H_1=H_2=H_3=\ldots=P$ и $Q_1=Q_2=Q_3=\ldots$ надежность системы

$$H=P. \qquad (1.3)$$

Если надежность и пропускная способность газопроводов различны,

$$H = \sum P_i \frac{Q_i}{Q}, \qquad (1.4)$$

где Q_i – путевые расходы газа в каждом газопроводе, входящем в соединение при смешанном соединении. Вначале определяют надежность последовательного соединения H_1 по формуле (1.2), затем надежность параллельного соединения H_2 по формуле (1.3) или (1.4). Надежность смешанного соединения определяется произведением

$$H=H_1 \cdot H_2. \qquad (1.5)$$

Согласно [5] чтобы определить, является ли надежность системы достаточной, ее значение следует сравнить с уровнем, который принимается в качестве нормативного и составляет для сетей высокого и среднего давления в больших и средних городах 0,999, в малых городах и поселках – 0,95…0,99, для сетей низкого давления – 0,9…0,99.

В соответствии с [45] основным показателем надежности восстанавливаемых систем, к которым относятся системы газоснабжения, является вероятность безотказной работы (вероятность того, что пределах

заданной наработки отказ объекта не возникнет). В отличие от систем теплоснабжения, для которых согласно [46] приведены нормативные минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы, для систем газоснабжения нормативные значения показателей надежности, главным образом, вероятности безотказной работы, отсутствуют. В соответствии с [47] нормирование надежности газового хозяйства Группы Газпром осуществляется посредством установления целевых показателей надежности, главным из которых также является вероятность безотказной работы. Целевые показатели надежности устанавливаются на определенный период (период планирования) и являются количественной мерой планируемого уровня надежности газового хозяйства Группы Газпром в целом. Нормируемым показателем при этом является вероятность безотказной работы системы за год.

Вероятность безотказной работы в соответствии с [45] рассчитывается без учета расчетной нагрузки участков сети по уравнению

$$P(t) = \int_0^{\infty} f(t)dt, \tag{1.6}$$

$$P(t) = e^{-\sum_1^t \omega_i \cdot t}, \tag{1.7}$$

где ω_i – параметр потока отказов элемента (газопровода, задвижки), 1/год);

t – расчетный период времени, лет.

Современный уровень строительства, контроля качества строительно-монтажных работы эксплуатации газовых сетей обеспечивает весьма малую величину параметра потока отказов. Малая вероятность отказов элементов газовых сетей является также следствием простоты их конструкций и статистического режима работы, при котором они не несут предусмотренных расчетом знакопеременных и инерционных нагрузок. Отказы возникают при случайном совпадении повышенных нагрузок на ослабленных элементах, поэтому отказ как таковой является редким и случайным событием [3]. Случайные отказы элементов системы газоснабжения относятся к

простейшему потоку случайных событий или однородному процессу Пуассона [1, 2].

Под параметром потока отказов понимают отношение математического ожидания числа отказов восстанавливаемого объекта за достаточно малую его наработку к значению этой наработки. Параметр потока отказов определяют экспериментально или из статистических данных повреждений, фиксируемых эксплуатирующими службами [1, 2].

Точность определения этого параметра имеет большое значение при проектировании газораспределительных сетей. Вопросам надежности систем газоснабжения и, в частности, рассмотрению зависимости параметра потока отказов от различных факторов посвящены работы [1-3, 25-26, 48, 121]. Не вызывает сомнения, что решение поставленной задачи может быть получено только на основании анализа причин отказов газопроводов.

Согласно многочисленным данным, опубликованным в [2, 5], отказы газопроводов возникают при нарушении их герметичности вследствие механических повреждений, коррозионных повреждений и разрывов сварных стыков.

Механические повреждения газопроводов возникают при неправильном или небрежном производстве различных дорожных, строительно-монтажных или земляных работ вблизи мест их прокладки. При соответствующем улучшении работы службы надзора количество механических повреждений можно существенно уменьшить. С этой позиции «механические повреждения не следует рассматривать как отказы элементов газовых сетей» [2]. Вполне очевидно, что механическим повреждениям в большей степени подвержены газопроводы с меньшей толщиной стенки, а, следовательно, и меньшего диаметра. Корреляционная связь между этими величинами показана В.А. Оленевым [48]. Для сортамента распределительных газопроводов 57х3; 70х3; 89х3; 108х4; 133х4; 159х4,5; 168х5; 219х6; 273х7; 325х7; 377х8; 426х9 им предложена формула

$$D_{ср}\delta = 0{,}1088 \cdot D_{вн}^{1{,}56}, \qquad (1.8)$$

где $D_{ср}$ и $D_{вн}$ – соответственно средний и внутренний диаметры трубопровода, м;

δ – толщина стенки трубопровода, м.

Если принять, что средний и внутренний диаметры примерно равны, то $\delta \approx 0{,}11 D_{ср}^{0,56}$.

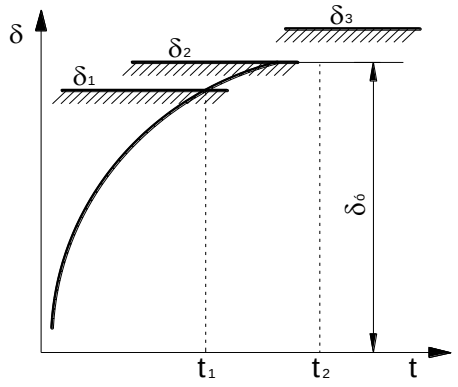
Так, в работе [25] отмечается: «Нетрудно обнаружить, что наибольшее количество утечек газа падает на те участки или узлы газопроводов, которые являются самыми слабыми, непрочными, менее защищенными от внешних нагрузок и влияний, построенными из труб небольшого диаметра». Помимо более высокой механической прочности газопроводы больших диаметров обычно расположены вблизи ГРП, где контроль за проведением строительных и других работ осуществляется более тщательно.

Частота коррозионных повреждений зависит от толщины стенки газопровода. Газопроводы с более тонкой стенкой отказывают раньше и чаще, чем газопроводы с большей толщиной металла. Толщина стенки газопровода, как правило, пропорциональна его диаметру.

Анализ научной литературы показал, что при рассмотрении вопроса зависимости параметра потока отказов от диаметра газопроводов существуют две точки зрения. Согласно первой точки зрения параметр потока отказов не зависит от диаметра участка (ω = const), и надежность сети при этом определяется только ее схемой [1]. Согласно второй точки зрения параметр потока отказов зависит от диаметра участка [ω = f(D)], а надежность сети зависит как от конструкции сети, так и от набора диаметров участков, представленных в ней [3, 5]. Несмотря на наличие определенного статистического материала по отказам газопроводов, считать, что экспериментально доказана та или иная точка зрения, нельзя, так как сбор и анализ данных о повреждаемости газовых сетей сопровождаются значительными трудностями и затратами времени.

Довольно большое количество повреждений газопроводов возникает из-за коррозионного воздействия грунта или блуждающих токов вследствие

нарушения изоляции газопроводов. Электрохимическая коррозия способствует образованию местных язв и каверн, которые могут превратиться в сквозные отверстия в стенке трубопровода. Дефекты изоляции можно рассматривать как случайные и редкие события, количество которых мало зависит от диаметра газопровода, и их можно считать лишь пропорциональными длине [2]. Тем не менее, появление сквозных коррозионных повреждений газопроводов в местах нарушения изоляции в определенной мере будет зависеть от толщины стенки трубы, так как при малой толщине стенки сквозное повреждение появляется быстрее. Учитывая апериодический характер нарастания глубины каверны во времени, можно с уверенностью утверждать, что газопроводы с большей толщиной стенки (большего диаметра) будут иметь большую наработку на отказ [49]. Так, с увеличением толщины стенки с δ_1 до δ_2 (рис. 1.1) наработка на отказ увеличивается с t_1 до t_2. Причем увеличение наработки с некоторого момента становится нелинейным по отношению к изменению толщины, т. е. наработка будет возрастать быстрее, чем толщина стенки.



δ – глубина каверны, t – наработка на отказ

Рисунок 1.1 – Развитие коррозионной каверны во времени

Более того, согласно работе [49] для каждой конкретной обстановки существует установившаяся глубина каверны. Если она меньше, чем толщина стенки, сквозное отверстие и потеря трубой герметичности могут вообще не возникнуть.

Разрывы сварных швов происходят под действием напряжений, возникающих в газопроводах в продольном направлении. Основная составляющая суммарного напряжения – температурное напряжение. Температурные напряжения или не зависят от диаметра трубопровода или эта зависимость незначительна и явно не обнаруживается [3]. Это позволяет сделать вывод о том, что параметр потока отказов, связанных с разрывом сварных швов, практически не зависит от диаметра.

Приведенная в работе [2] зависимость удельной коррозионной повреждаемости газопроводов от их диаметров отвечает на поставленный вопрос вполне однозначно – значение параметра потока отказов зависит от диаметра газопровода.

Аналогичные исследования производились в работе [50-51], позволяя выявить основные причины возникновения отказов и влияние различных факторов на них. Главным образом, было установлено, что диаметр газопровода и толщина стенки трубы влияют на надежность газовой сети [52].

Удельный параметр потока отказов, 1/(км·год) в соответствии с [2] определяется:

- с учетом всех повреждений для каждого года укладки по формуле

$$\omega_i = \Delta n_i/(T\cdot\sum l_i), \qquad (1.9)$$

где Δn_i – количество повреждений на газопроводах i-го года заложения за расчетный период времени T, лет, принимаемый равным пяти годам;

$\sum l_i$ – протяженность газопроводов i-го года заложения, м;

- для каждого диаметра по формуле

$$\omega_{ri} = \Delta n_i/(T\cdot\sum l_i), \qquad (1.10)$$

где Δn_i – количество повреждений на газопроводах i-го диаметра за расчетный период времени T, лет, принимаемый равным пяти годам;

$\sum l_i$ – протяженность газопроводов i-го диаметра, м.

Согласно [23] параметр потока отказов на участке газопровода определяется за произвольный период времени по формуле

$$\omega_j = \frac{1}{(t_k - t_н)} \cdot \sum_{t_н}^{t_к} \left(\frac{m_j}{l_j} \right)_t, \qquad (1.11)$$

где m – количество отказов;

l – протяженность газопроводов;

t – индекс, относящийся к данному году t;

j – индекс, относящийся к данному диаметру газопроводов j;

$t_н$ и $t_к$ – годы, относящиеся к началу и концу рассматриваемого периода.

Используя формулу (1.11) можно вычислить усредненный показатель параметра потока отказов, который будет рассмотрен в следующем разделе.

Анализ вышеприведенных формул, а также рекомендации [47], где расчетный период времени, за который высчитывается параметр потока отказов, составляет один год, свидетельствует о необходимости обоснования расчетного периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным.

Как видно из приведенных выше формул, рассчитываемый параметр потока отказа не включает одновременно зависимость от диаметра и времени эксплуатации газопровода. Таким образом, представляет интерес исследование и анализ зависимости параметра потока отказов от диаметра газопроводов и продолжительности их эксплуатации на основании статистических данных.

1.2 Характеристика объекта исследования, сбора и представления эксплуатационных данных

Анализ факторов, влияющих на повреждения стальных подземных распределительных газопроводов, вследствие которых происходят утечки газа, производим с использованием данных о газовом хозяйстве г. Горловка.

Газораспределительные сети г. Горловки представляют собой комплекс сооружений, который включает в себя стальные и полиэтиленовые газопроводы низкого, среднего и высокого давления первой и второй

категории. По данным 2011 года общая протяженность газопроводов г. Головка составляет 1277,4 км, в т.ч. со сроком эксплуатации до 25 лет – 571,3 км (44 %), от 25 до 40 лет – 340,9 км (27 %), более 40 лет – 365,2 км (29 %). Из них протяженность распределительных газопроводов (надземных, подземных, металлических, полиэтиленовых) составляет 713,9 км (56 %), газопроводов-вводов – 563,5 км (44 %).

Соотношение протяженностей надземных и подземных газопроводов составляет соответственно 213,42 км (17 %) и 1063,98 км (83 %).

Протяжность подземных стальных распределительных газопроводов составила 204,01 км, из них 21,4 км высокого давления первой категории (10 %), 51,75 км высокого давления второй категории (25 %), 51,99 км среднего давления (25 %) и 78,87 км низкого давления (40 %).

Газораспределительные сети представлены диаметрами от 32 до 500 мм. Распределение длин распределительных газопроводов по диметрам представлено на рисунке 1.2.

Для получения зависимости удельного параметра потока отказа от диаметра и срока эксплуатации газопровода был собран статистический материал об утечках на распределительных подземных газопроводах г. Горловка Донецкой области, вызванных коррозией за период 1978-2011 год.

Анализ повреждений подземных распределительных газопроводов г. Горловки за период 1978 - 2011 год показал, что 64 процентов всех утечек из подземных газопроводов приходится на коррозионные повреждения (92 утечки), 31% - влияние горных подработок (45 утечек), 3% - механические повреждения (4 утечки) и 2% разрыв сварного шва (3 утечки) (см. рисунок 1.3).

Данные о повреждениях распределительных газопроводов по всем видам повреждений представлены в приложении А.

Распределение утечек по годам, а также в зависимости от диаметра представлено на рисунках 1.4 и 1.5.

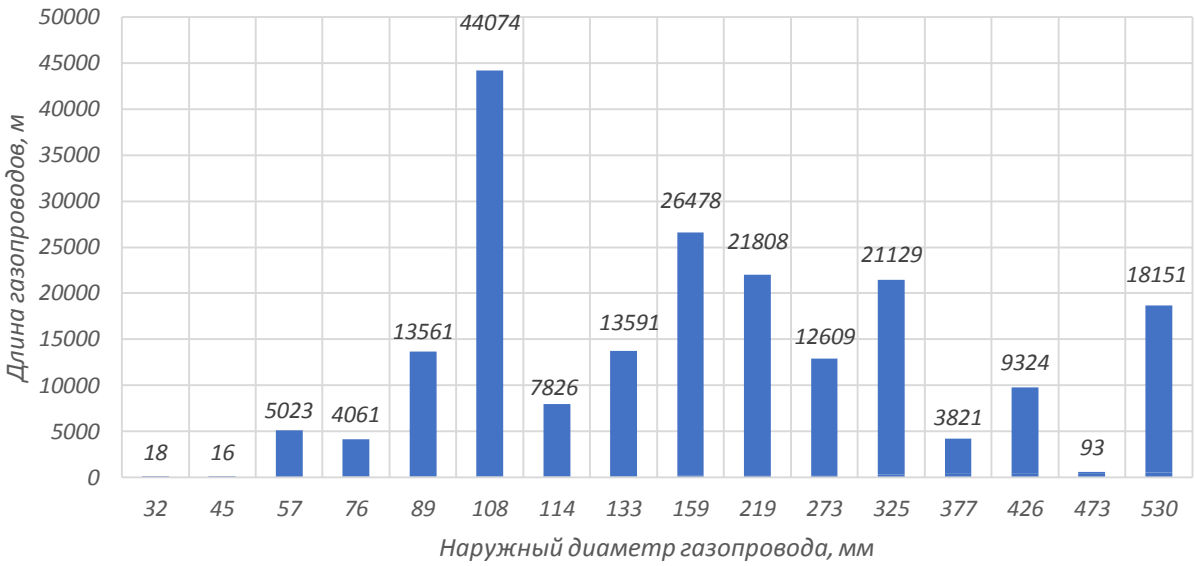


Рисунок 1.2 – Распределение длин стальных подземных распределительных газопроводов по диаметрам

Пример исходных данных о повреждениях подземных распределительных газопроводов г. Горловка представлен в таблице 1.1. Газопроводы представлены следующими диаметрами (наружный диаметр х толщина стенки трубы, мм): 57х3, 76х4, 89х4, 108х4, 114х4, 133х6, 159х6, 219х6, 273х7, 325х8, 426х9 и 530х10 мм.

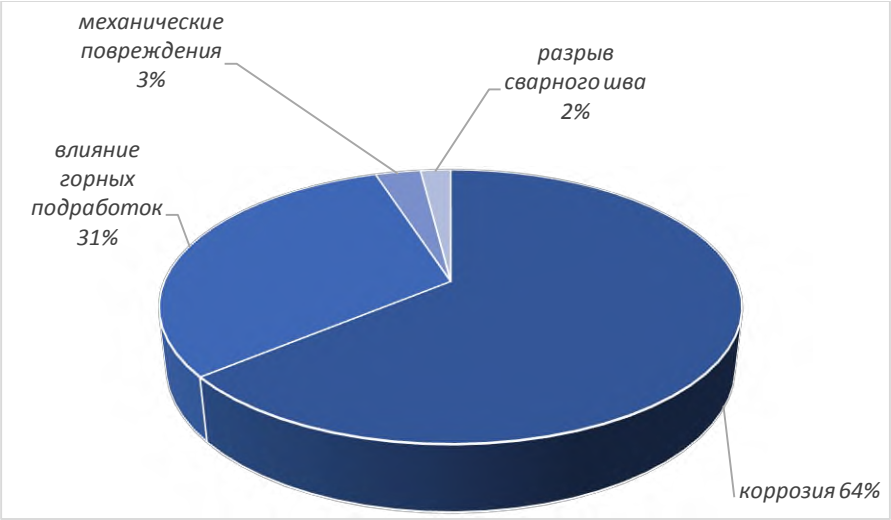


Рисунок 1.3 – Причины утечек газа из подземных распределительных газопроводов

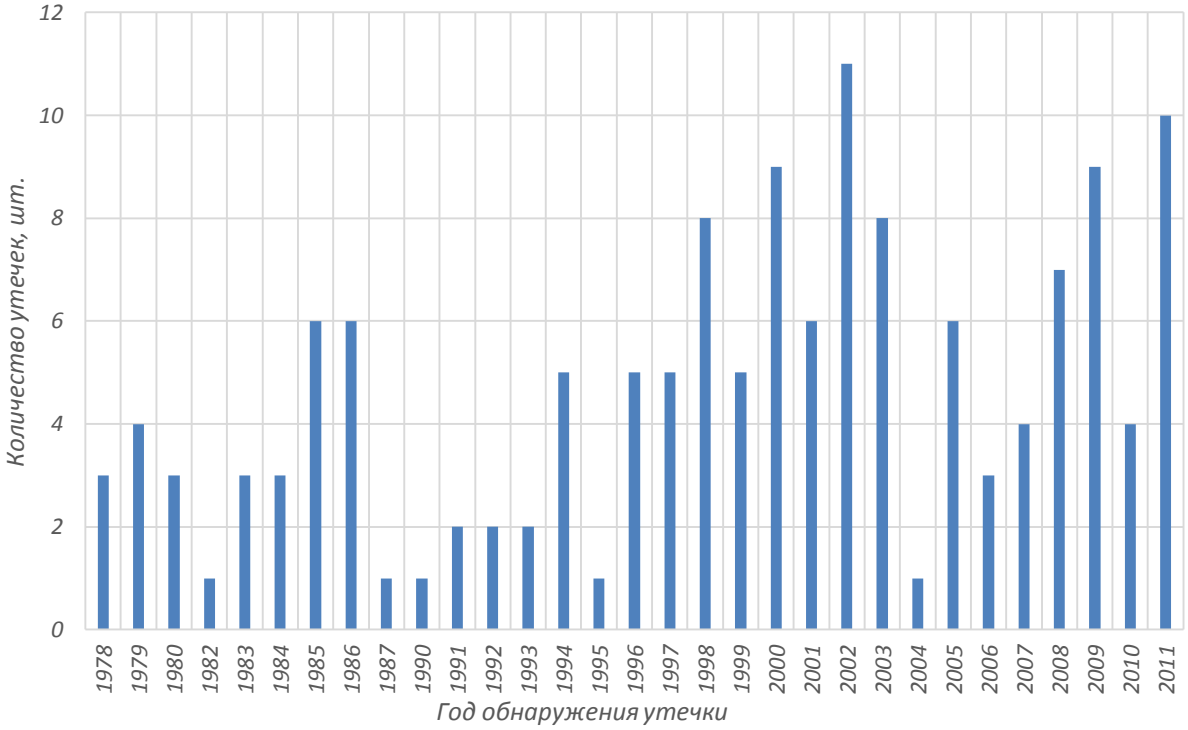


Рисунок 1.4 – Распределение утечек из подземных распределительных газопроводов по годам

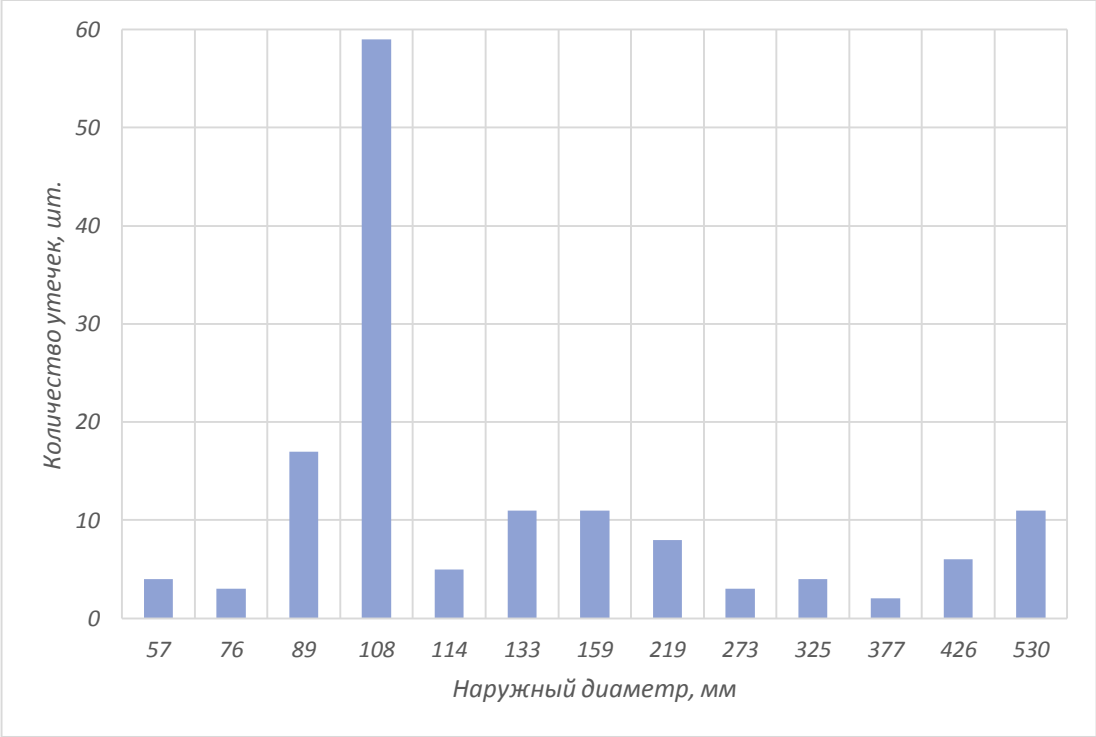


Рисунок 1.5 – Распределение утечек из подземных распределительных газопроводов по диаметрам

Таблица 1.1 – Данные о повреждениях распределительных газопроводов г. Горловка

№ п/п	Год обнаружения утечки, год	Количество утечек n, шт.	Наружный диаметр газопровода D, мм	Год заложения, год	Общая длина газопроводов соответствующего года заложения, L_k, м	Длина газопроводов соответствующего года заложения диаметра L_{ki}, м	Причина утечки
1	1978	1	530	1954	3688	161	влияние горных подработок
2	1978	1	108	1951	659	659	влияние горных подработок
3	…						
141	2011	1	114	1972	2414	1110	коррозия
142	2011	1	108	1974	6580	2466	коррозия

На основании собранных данных об утечках газа из стальных подземных распределительных газопроводов г. Горловка производится анализ факторов, влияющих на повреждения труб.

1.3 Факторы, влияющие на параметр потока отказов газопроводов

Ввиду того, что основная часть повреждений стальных подземных распределительных газопроводов г. Горловки приходится на коррозионные повреждения, в диссертационной работе рассматриваются факторы, вызывающие коррозию металла труб.

В воздухопроницаемых грунтах при наличии влаги, солей, щелочей на металлической поверхности газопровода возникают коррозионные процессы [53]. Скорость подземной коррозии зависит от таких факторов: типа и влажности грунта, состава и концентрации веществ, растворенных в грунтовых водах, pH, воздухопроницаемости, удельного электрического сопротивления, температуры, чередования типов грунтов по трассе коммуникации. Коррозия блуждающими токами связана с работой

электрических устройств постоянного тока, использующих в качестве одного проводника землю или имеющих утечку токов в грунт. Опасность коррозии блуждающими токами для подземных газопроводов возрастает в результате того, что стекание токов с газопроводов концентрируется на локальных участках сближения и пересечения с рельсами электрифицированного транспорта, находящимися под отрицательными или знакопеременными потенциалами, в анодных зонах стекание токов концентрируется в местах повреждения изоляции [56].

Для долговременной и надежной защиты от коррозии подземных газопроводов в условиях высокой агрессивности среды применяется одновременно защитное покрытие (в условиях города это весьма усиленная изоляция) и электрохимическая защита (катодная защита) [56-65, 137].

Работа катодной защиты обеспечивается системой станций катодных станций, размещенных вдоль газопровода. Защищаемый газопровод выступает в роли катода, анодом является заглубленный в землю электрод, который располагается на некотором расстоянии от газопровода, проводящей средой является грунт [66-74]. Актуальной задачей при проектировании и эксплуатации катодной защиты является выбор таких параметров, при которых изменение потенциала защищаемого газопровода будет принадлежать определенному интервалу [71]. Потенциал на конкретном участке зависит от состояния изоляции газопровода.

В процессе эксплуатации газопровода под воздействием окружающей среды (грунта), меняются начальные характеристики изоляции трубы, происходит старение органических антикоррозионных покрытий (битумных, полимерных, пековых и др.): изоляционное покрытие теряет адгезию, может отслаиваться от поверхности труб, растрескиваться, что в свою очередь сказывается на эффективности катодной защиты [75-89, 122-128].

При повреждении изоляции процесс износа складывается из следующих явлений: накапливаются дефекты на металле труб в виде коррозионных язв, царапин и усталостных трещин, появляются различные ремонтные конструкции в виде заварок, наплавок, приварок, которые часто создают

концентрации напряжений; происходит перераспределение напряжений вдоль трубопровода, вызванное ремонтными работами, грунтовыми явлениями; изменяются механические свойства металла труб и сварных швов, например, снижаются пластичность и ударная вязкость [90-94, 110-113].

Определение срока службы изоляционных покрытий подземных стальных трубопроводов важно для осуществления планирования работ по капитальному ремонту трубопроводов с заменой изоляции. Срок службы защитного покрытия подземных газопроводов определяется временем, в течение которого величина переходного сопротивления защитного покрытия снизится до предельного значения [95-100, 135, 136].

Защитные свойства изоляционных покрытий наиболее полно характеризуются переходным сопротивлением, представляющим собой интегральную оценку защитной способности системы «труба-покрытие-грунт» [83].

Для долгосрочных прогнозов в качестве основного критерия старения покрытий применяется функциональная зависимость

$$R = f(t), \qquad (1.12)$$

где R – переходное сопротивление металл – покрытие – грунт или переходное сопротивление труба – земля, Ом·м или Ом·м^2;

t – время эксплуатации изолированного газопровода, лет.

Связь между R и t выражается следующей эмпирической формулой [60, 61].

$$R = R_y \cdot \left(\frac{R_o}{R_y} \right)^{e^{-\frac{t}{T}}}, \qquad (1.13)$$

где R – переходное сопротивление труба-земля при $t \to \infty$, Ом·м^2;

R_o – начальное значение переходного сопротивления труба – земля, Ом·м^2;

T – постоянная времени старения в годах.

При помощи этого показателя с достаточной степенью точности можно оценить достоинства и недостатки изоляционного материала и влияние на

покрытие внешних условий. Переходное сопротивление позволяет оценивать состояние изоляционных материалов в процессе эксплуатации без нарушения и вскрытия траншеи.

Анализ факторов, вызывающих преждевременное разрушение трубопроводов, показывает, что основными причинами разрушения являются концентраторы напряжений механического происхождения (царапины, надрезы, конструктивные дефекты и т.д.) и дефекты, образующиеся в результате длительного контакта металла с коррозионной средой. Однако помимо внешних воздействий на газопровод с течением времени происходят деградационные изменения свойств металла труб, связанные с изменением структурного состояния [93, 94, 96, 103].

Согласно [83] динамика изменения свойств металла и изоляционного покрытия необходимы для расчета остаточного срока службы газопровода [105].

При этом определяются следующие характеристики состояния металла газопровода: временное сопротивление, предел текучести, ударная вязкость.

Для изоляционного покрытия определяются: переходное сопротивление, параметры, характеризующие адгезию.

На стадии проектирования предельный срок службы защитного покрытия $t_п$, год, определяется по формуле [106]

$$t_n = \frac{1}{\alpha} \cdot \ln\left[\frac{R_ф - R_к}{R_к}\right], \qquad (1.14)$$

где $R_ф$ – фактическое значение переходного электрического сопротивления защитного покрытия, Ом·м^2 [74];

$R_к$ – критическое или предельно допустимое значение переходного электрического сопротивления, Ом· м^2 [74];

α – постоянная времени старения защитного покрытия, 1/год.

$$\alpha = \frac{1}{t_ô} \ln\left[\frac{R_0 - R_k}{R_ô - R_ê}\right], \qquad (1.15)$$

где R_o – переходное сопротивление изоляционного покрытия на законченном участке газопроводе, для битумных мастик принимается равным $5 \cdot 10^4$ Ом· м^2 [106];

$t_ф$ – фактическое время эксплуатации газопровода до начала диагностирования, год.

Как правило, для битумных и полимерных ленточных покрытий постоянная времени старения защитного покрытия принимается в пределах 0,118-0,133 1/год, для приближенных расчетов 0,125 1/год [132-134].

Изменение величины переходного сопротивления трубопровода рассчитывается по формуле [57, 83]

$$R_п^{'}(t) = R_р^{'} + R_{изо}^{'} \cdot e^{-\alpha \cdot t}, \qquad (1.16)$$

где $R_р^{'}$ – сопротивление растеканию трубопровода, Ом· м, [83];

α – коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени, 1/год;

$R_{изо}^{'}$ – начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом·м, вычисляемое по формуле

$$R_{изо}^{'} = \frac{R_{изо}}{\pi \cdot D_m}, \qquad (1.17)$$

где $D_т$ – диаметр трубы, м.

Сопротивление растеканию тока трубопровода $R_р$ на единицу длины, Ом· м, вычисляют по формуле

$$R_p^{'} = \frac{\rho_г}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{0{,}4 \cdot \pi \cdot R_p^{'}}{D_m \cdot H_m \cdot R_m}, \qquad (1.18)$$

где $\rho_г$ – среднее удельное электрическое сопротивление грунта, Ом· м, принимается по [57];

$H_т$ – глубина укладки трубопровода, м;

$R_т$ – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, которое определяется по формуле

$$R_m = \frac{\rho_m}{\pi \cdot (D_m - \delta_m) \cdot \delta_m}, \qquad (1.19)$$

где $\rho_т$ – удельное электрическое сопротивление материала трубы, Ом·м, которое определяется в зависимости от марки стали по таблице 7.2 [83];

$\delta_т$ – толщина стенки трубы, м.

Согласно [92] коррозионное растрескивание металла происходит вследствие возникновения и развития трещин при одновременном воздействии растягивающих напряжений и коррозионной среды. Оно характеризуется почти полным отсутствием пластической деформации металла. Таким образом, в качестве параметра, характеризующего изменение состояние металла, выбран параметр снижения пластичности.

Снижение пластичности металла труб в результате старения, т.е. зависимость основных механических характеристик ($\sigma_в$, $\sigma_т$) от времени эксплуатации газопровода можно представить в виде функции, значения которой определяются по формуле

$$\psi = \frac{\sigma_m}{\sigma_в} = \frac{\sigma_{m0} + ct + et^2}{\sigma_{в0} + at + bt^2} + k_1 + k_2, \qquad (1.20)$$

где a, b, c, e – параметры, отражающие процесс старения, значения которых приведены в таблице 3 [106];

k_1, k_2 – поправочные коэффициенты условий эксплуатации, определяемые по [106]:

- при изменении данных по температуре

$$k_1 = (a_т \cdot T_ф + b_т + c_т \cdot t) \cdot \Delta T; \qquad (1.21)$$

- при изменении данных по давлению

$$k_2 = 0{,}000625 \cdot t \cdot \Delta P, \qquad (1.22)$$

где ΔT – разность среднегодовой температуры грунта $T_ф$ на уровне заложения газопровода и температуры при стандартных условиях, °С, определяется по формуле (1.23);

ΔP – разность действующего давления $P_ф$ и давления при стандартных условиях, МПа, определяется по формуле (1.24)

$$\Delta T = T_ф - 20; \qquad (1.23)$$

$$\Delta P = P_ф - 1{,}2. \qquad (1.24)$$

Подземные распределительные газопроводы прокладываются по территориям, для которых характерно разнообразие климатических, гидрогеологических, почвенных и других условий, и находятся под влиянием различных силовых воздействий, которые в той или иной мере оказывают влияние на их прочность и устойчивость.

Эти воздействия, как правило, играют большое значение в проблеме обеспечения надежности трубопроводов. Давление газа в газопроводе – одно из основных силовых воздействий, определяющих напряженное состояние труб, а расчет трубопроводов на прочность – условие, необходимое для обеспечения их эксплуатационной надежности.

В соответствии с [107] расчет трубопроводов на прочность должен производиться по методу предельных состояний и включает определение толщин стенок труб.

Согласно [107] расчетная толщина стенки трубы определяется по формуле

$$\delta = \frac{\gamma_f \cdot \eta \cdot p_n \cdot d_e}{2 \cdot (R + \gamma_f \cdot p_n)}, \qquad (1.25)$$

где γ_f – коэффициент надежности по нагрузке, принимается по табл. 1 [107];

η – коэффициент несущей способности труб, принимается согласно п. 8.3 [107];

p_n – рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды, МПа;

d_e – наружный диаметр труб, мм;

R – расчетное сопротивление материала труб, Н/мм^2;

$$R = \min \{R_u; R_y\}, \qquad (1.26)$$

где R_u, R_y – расчетные сопротивления материала труб соответственно по временному сопротивлению и пределу текучести, Н/мм^2, определяемые по формулам

$$R_u = \frac{R_{un} \cdot \gamma_c}{\gamma_{mu} \cdot \gamma_n \cdot \gamma_{tu}}; \qquad (1.27)$$

$$R_y = \frac{R_{yn} \cdot \gamma_c}{\gamma_{my} \cdot \gamma_n \cdot \gamma_{ty}}, \qquad (1.28)$$

где R_{un}, R_{yn} – нормативные сопротивления материала труб соответственно по временному сопротивлению и пределу текучести, Н/мм^2, принимаются по [108];

γ_c – коэффициент условий работы трубопровода, принимается по таблице 6 [107];

γ_{mu} – коэффициент надежности по временному сопротивлению материала труб при нормальной температуре (20 °С), принимается по таблице 2 [107];

γ_{my} – коэффициент надежности по пределу текучести материала труб при нормальной температуре (20 °С), принимается по таблице 3 [107];

γ_n – коэффициент надежности по ответственности трубопровода, принимается по таблице 5 [107];

γ_{tu} – поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по временному сопротивлению, принимается по таблице 4 [107];

γ_{ty} – поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по пределу текучести, принимается по таблице 4 [107].

В соответствии с [107] толщина стенки труб определенная по формуле (1.25), должна приниматься не менее 1/100 d_e, но не менее 3 мм для труб номинальным диаметром 200 мм и менее, и не менее 4 мм – номинальным диаметром свыше 200 мм.

Для подземных стальных газопроводов, прокладываемых на подрабатываемых территориях и в районах с сейсмичностью 7 баллов и более, толщина стенок труб принимается: для труб диаметром до 80 мм включительно - не менее 3 мм, для труб диаметром 100 мм и более - на 2-3 мм больше расчетной толщины [109].

Динамика изменения свойств металла и изоляционного покрытия с течением времени позволяет оценивать состояние газопровода, а,

следовательно, вовремя проводить ремонтные и диагностические мероприятия для обеспечения надежной работы системы [114].

1.4 Прогнозирование допустимого срока службы и количества отказов подземных распределительных газопроводов

Для повышения эксплуатационной надежности подземных распределительных газопроводов важное значение имеет прогноз параметра потока отказов. В настоящее время для решения различных задач прогнозирования используется большое количество методов [129-131].

При прогнозировании показателей надежности систем газораспределения используются прогнозные модели, отражающие тенденции изменения надежности элементов газораспределения по мере старения [37].

В соответствии с [37] расчет показателей надежности системы газораспределения осуществляется на основе данных о вероятности отказов газопроводов системы газораспределения. Рассматриваемый газопровод условно разбивается на участки, характеризующиеся постоянным по участку диаметром, сроком службы, способом прокладки и условиями эксплуатации. Для каждого участка определяется значение локальной интенсивности отказов на этом участке за один год. Локальная интенсивность отказов - это прогнозное значение удельного параметра потока отказов на участке газопровода. Вероятность отказа на участке распределительного газопровода рассчитывается по длине участка и значению локальной интенсивности отказов на этом участке.

Прогнозная модель возникновения отказов для расчета локальной интенсивности отказов на участках распределительных газопроводов представляет собой набор методов, алгоритмов и данных, которые позволяют в зависимости от характеристик участка наружного газопровода рассчитать значение локальной интенсивности отказов на этом участке. При этом для целей данной методики отказы на газопроводе классифицируются по причине возникновения следующим образом:

- антропогенные воздействия (наезды автотранспорта, повреждения при строительных работах, действия третьих лиц и т.д.);

- природные воздействия (паводки, падение деревьев, ледяные закупорки и т.д.);

- коррозия;

- дефекты (заводской брак, низкое качество строительства, нарушение режимов эксплуатации и т.д.)

Локальная интенсивность коррозионных отказов на подземных стальных городских газопроводах с учетом их срока службы рассчитывается по формулам [37], но при этом не учитывается изменение интенсивности отказов с течением времени.

Период времени, в течение которого определяется параметр потока отказов, принимается один год [37], три года [3], пять лет [2] при отсутствии соответствующего обоснования.

Системы газоснабжения – ремонтируемые системы. В связи с этим они характеризуются ремонтопригодностью – свойством, которое заключается в приспособленности системы к предупреждению, обнаружению и устранению отказов и неисправностей путем проведения технического обслуживания и ремонтов. Основной показатель ремонтопригодности системы газоснабжения – время восстановления отказавшего элемента.

Большая часть стальных подземных распределительных газопроводов г. Горловка, которые являлись объектом исследования, построена в 1950-1970-е годы, и к настоящему моменту времени исчерпала свой нормативный срок службы (ресурс). В связи с этим возникает необходимость проведения диагностических работ для оценки фактического состояния с целью определения возможности и условий дальнейшей безопасной эксплуатации.

Помимо ремонтных работ, выполняемых в процессе технического обслуживания, подземные газопроводы должны подвергаться в плановом порядке через определенные промежутки времени профилактическому осмотру и, по мере необходимости, капитальному ремонту [117].

Согласно [18] комплексное приборное обслуживание подземных

стальных газопроводов необходимо осуществлять:

- впервые - через год после ввода в эксплуатацию;
- не реже чем один раз в пять лет при продолжительности эксплуатации до 25 лет для таких, которые находятся в удовлетворительном техническом состоянии и нормальных геологически-коррозионных условиях;
- не реже чем один раз в три года при эксплуатации свыше 25 лет для таких, которые находятся в удовлетворительном техническом состоянии и нормальных геологически-коррозионных условиях.

В соответствии с [119] первая плановая оценка технического состояния газопроводов после ввода их в эксплуатацию для стальных газопроводов составляет 30 лет, а периодичность проведения оценки технического состояния газопроводов должна быть не реже одного раза в пять лет.

В соответствии с [120] может быть рассчитан остаточный ресурс газопровода, обусловленный его техническим состоянием. Изменение параметра потока отказов с течением времени экспуатации позволяет оценивать его техническое состояние, своевременно прогнозировать ремонты газопроводов, а, следовательно, рационально подходить к вопросам планирования рабочего времени, расходу материально-технических ресурсов, но, главным образом, увеличивать срок службы подземных распределительных газопроводов.

1.5 Разработка статистических моделей показателей надежности стальных подземных распределительных газопроводов

При обработке данных о повреждаемости стальных подземных распределительных газопроводов использовалась методика регрессионного анализа. Она дает возможность генерировать модель в виде уравнения, которое отражает функциональную зависимость исследуемого показателя надежности от временных и конструктивных параметров и дает возможность проверять с помощью вычислительных экспериментов [138-140].

Указанная методика разработана в соответствии с концепциями

Н. Дрейпер, С. Айвазян, В. Стрижова и программ MS Excel [141-143].

Построение статистической модели регрессионным методом позволяет решить следующие задачи:

1) построить график исходных данных и попытаться определить примерный характер зависимости;

2) выбрать предполагаемый вид функции регрессии, которая может описать связь исходных данных;

3) определить численные значения коэффициентов функции регрессии методом наименьших квадратов;

4) оценить качество найденной регрессионной зависимости на основании коэффициента детерминации;

5) проверить гипотезу о значимости коэффициентов уравнения регрессии;

6) повторить п. 2 – 5 для выбора наилучшей регрессии.

В случае, если закон распределения величин неизвестен, предварительно производится проверка гипотезы о нормальности распределения.

Среднее абсолютное отклонение (САО) определяется по формуле

$$CAO = \frac{\sum |y_i - \bar{y}|}{n}, \qquad (1.29)$$

где y_i – измеренное (экспериментальное) значение зависимой переменной;

$\bar{y}$ – среднее значение y;

n – число наблюдений.

Для выборки, имеющей приближенно нормальный закон распределения, должно выполняться неравенство

$$\left| \frac{CAO}{\bar{S}} - 0{,}7979 \right| < 0{,}4 \cdot \sqrt{n}, \qquad (1.30)$$

где S – среднеквадратичное отклонение, определяемое по формуле

$$\bar{S} = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \bar{y})^2}{n-1}}. \qquad (1.31)$$

Предполагаемый вид функции регрессии, которая может описывать связь начальных данных, оценивается на основе построенного по начальным данным графика [144, 147].

Численные значения коэффициентов функции регрессии и других статистических результатов определяются с помощью пакетов программ CurveExpert Professional и электоронных таблиц Microsoft Excel.

Curve Expert Professional – многофункциональная система вычерчивания эмпирических зависимостей, работающая в среде Windows. Основной особенностью программы Curve Expert является система CurveFinder, позволяющая производить автоматически подбор регрессионных моделей с использование моделей, определенных пользователем.

Программа использует алгоритм Левенберга-Марквардта для быстрого и точного выполнения нелинейного регрессионного анализа.

Одновременно с подбором производится анализ отклонений полученных экспериментальных данных от полученной модели, на основании этого анализа все модели выстраиваются от наиболее к наименее удовлетворяющей [145-150].

Качество искомой регрессионной зависимости оценивается на базе следующих показателей :

– коэффициент множественной корреляции, r;

– коэффициент детерминации r^2;

– стандартная ошибка оценки дисперсии S.

Коэффициент множественной корреляции r определяется по формуле

$$R = \sqrt{1 - \frac{\bar{S}_{ост}^2}{\bar{S}_y^2}}, \qquad (1.32)$$

где $\bar{S}_{ост}^2$ – остаточная дисперсия;

$\bar{S}_y^2$ – общая дисперсия.

Остаточная дисперсия

$$\bar{S}_{ост}^2 = \frac{\sum (y_i - \tilde{y})}{n - p - 1}, \qquad (1.33)$$

где p – число независимых переменных;

$\tilde{y}$ – значение зависимой переменной, найденное по регрессионному уравнению.

Общая дисперсия

$$\bar{S}_y^2 = \frac{\sum(y_i - \bar{y})}{n-1}. \qquad (1.34)$$

Критерием значимости регрессии в целом является значение F-критерия Фишера [144]. F-критерий Фишера показывает, во сколько раз уравнение регрессии предсказывает результаты опытов лучше, чем среднее y. Сравнивается фактическое F и критическое (табличное) $F^т$ значение F-критерия Фишера.

Если табличное значение критерия Фишера меньше фактического, уравнение статистически значимо описывает результаты экспериментов. Если табличное значение критерия Фишера больше фактического, признается статистическая незначимость, ненадежность уравнения регрессии.

Значение критерия Фишера и его значимость вычисляется с помощью программ MS Excel.

Критерий Фишера определяется как отношение общей дисперсии к остаточной по формуле [144]

$$F = \frac{\bar{S}_y^2}{\bar{S}_{ост}^2}. \qquad (1.35)$$

С целью проверки значимости каждого коэффициента регрессии определяется t-критерий Стьюдента [151].

Выдвигается гипотеза о случайной природе показателей. Чтобы проверить, значимы ли параметры, т.е. значимо ли они отличаются от нуля для генеральной совокупности, используют статистические методы проверки гипотез.

В качестве основной (нулевой) гипотезы выдвигают гипотезу о незначимом отличии от нуля параметра или статистической характеристики в генеральной совокупности.

Для проверки этой гипотезы используется t-критерий Стьюдента.

Фактические значения t-критерия для оцениваемых коэффициентов регрессии рассчитываются путем сопоставления их значений с величиной стандартной ошибки [151]

$$t_b = \frac{b}{m_b}; \tag{1.36}$$

$$t_a = \frac{a}{m_a}, \tag{1.37}$$

где a и b – коэффициенты линейной регрессии, описываемой уравнением y = a + b·x + ε;

m_a, m_b – стандартные ошибки параметров линейной регрессии, определяемые по формулам

$$m_a = S \cdot \frac{\sqrt{\sum x_i^2}}{n \cdot \sigma_x} = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \tilde{y})^2 / (n-2)}{(n-2)} \cdot \frac{\sum x_i^2}{n \cdot \sum (x_i - \bar{x})^2}}; \tag{1.38}$$

$$m_b = \frac{S}{\sigma_x \cdot \sqrt{n}} = \sqrt{\frac{\sum (y_i - \tilde{y})^2 / (n-2)}{\sum (x_i - \bar{x})^2}}, \tag{1.39}$$

где S – стандартная ошибка оценки дисперсии;

σ_x – среднеквадратическое отклонение;

$\bar{x}$ – среднее значение x.

Стандартная ошибка оценки дисперсии

$$S = \sqrt{\frac{\sum (y - \tilde{y})^2}{n - p - 1}}. \tag{1.40}$$

Определенное по результатам наблюдений значение t-критерия сравнивают с табличным значением, определяемым по таблицам распределения Стьюдента.

Табличное значение определяется в зависимости от уровня значимости (α) и числа степеней свободы, которое в случае линейной парной регрессии равно (n-2), где n-число наблюдений. Для нелинейных уравнений регрессии необходимо произвести линеаризующие преобразования.

Если фактическое значение t-критерия по модулю больше табличного, то основную гипотезу отвергают и считают, что с вероятностью (1-α) параметр

или статистическая характеристика в генеральной совокупности значимо отличается от нуля.

Если фактическое значение t-критерия по модулю меньше табличного, то нет оснований отвергать основную гипотезу, т.е. параметр или статистическая характеристика в генеральной совокупности незначимо отличается от нуля при уровне значимости α.

В целом лучшая регрессионная (статистическая) модель должна соответствовать следующим требованиям [141-143]:

1) регрессионная модель должна объяснять не менее 80% вариации зависимой переменной, то есть $r^2 > 0,8$;

2) стандартная погрешность оценки зависимой переменной по уравнению должна составлять не более 5% от среднего значения зависимой переменной;

3) коэффициенты уравнения регрессии и его свободный член должны быть значимыми на 5% - ом уровне;

4) остатки от регрессии должны быть без заметной автокорреляции, нормально распределенными и лишенными системного компонента.

1.6 Выводы по первому разделу

1. Анализ литературных данных показал, что при расчете показателей надежности на точность определения параметра потока отказов влияет выбор периода времени эксплуатации, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным. Однако методика, которая позволяет определить данный период времени, отсутствует.

2. Проводимые исследования по повреждаемости газопроводов, вследствие чего происходит утечка газа, показывают, что частота коррозионных повреждений зависит от толщины стенки газопровода и не позволяет однозначно ответить на вопрос, существует ли зависимость между диаметром газопровода и параметром потока отказов. С увеличением продолжительности эксплуатации системы увеличивается вероятность

возникновения отказов. Отсутствуют аналитические зависимости для определения показателей надежности, в частности, параметра потока отказов, для тех диаметров, по которым нет данных по утечкам.

3. Основной причиной повреждений подземных распределительных газопроводов г. Горловка является коррозия, которая развивается вследствие повреждения изоляционного покрытия. Существуют инструкции, позволяющие определять остаточный срок службы изоляционного покрытия и оценивать техническое состояние газопровода в течение всего периода его эксплуатации, однако отсутствует анализ влияния изменения защитных свойств изоляционных покрытий на параметр потока отказов с течением времени.

4. При прогнозировании показателей надежности систем газораспределения используются прогнозные модели, позволяющие определить количество повреждений на участках заданной протяженности заданного диаметра газопроводов. Однако такие модели не учитывают изменение параметра потока отказов во времени.

5. Рассмотрены вопросы оценки значимости коэффициентов статистических моделей показателей надежности стальных подземных распределительных газопроводов.

На основании выводов сформулированы задачи исследования:

1. Собрать, провести систематизацию и анализ данных по аварийности подземных распределительных газопроводов г. Горловки.

2. Разработать алгоритм определения усредненного параметра потока отказов стальных подземных распределительных газопроводов с использованием расчета периода времени, в течение которого этот параметр принимается постоянным.

3. Провести исследования по определению численной зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации,

диаметров, изменения состояния металла и изоляционного покрытия подземных распределительных газопроводов.

4. Разработать эмпирическую математическую модель изменения надежности в процессе эксплуатации, которая позволяет определять допустимый срок службы стальных подземных распределительных газопроводов.

5. Разработать мероприятия для повышения эксплуатационной надежности стальных подземных распределительных газопроводов на основе прогнозирования отказов в зависимости от продолжительности эксплуатации и диаметров.

РАЗДЕЛ 2
РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УСРЕДНЕННОГО ПАРАМЕТРА ПОТОКА ОТКАЗОВ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ДИАМЕТРА И СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.1 Методика определения периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным

С целью повышения точности аппроксимации экспериментальных данных во время исследования повреждаемости стальных подземных распределительных газопроводов при определении параметра потока отказов газопроводов необходимо оптимизировать период времени эксплуатации газопроводов, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным.

В этих целях разработан алгоритм выбора периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным. Введем следующие обозначения:

i – наружный диаметр газопровода; i = 57, 76, 89, 108, 114, 133, 159, 219, 273, 325, 426, 530 мм.

j – периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным, $j = \overline{1, 10}$;

k – календарный год заложения газопровода;

c – календарный год обнаружения утечки на газопроводе;

L_k – протяженность газопроводов всех диаметров k-го года заложения, м;

L_{ki} – протяженность газопроводов i-го диаметра k-го года заложения, м;

T_k – период эксплуатации газопровода k-го года заложения, на котором наблюдалось повреждение, лет, T_k = c-k.

Параметр потока отказов, 1/(м·год), рассчитывается по формуле

$$\omega_k = \begin{cases} \dfrac{n_k}{T_k \cdot L_k}, & n' = 1, \\ \dfrac{\sum \omega_k \cdot L_k}{\sum L_k}, & n' \neq 1, \end{cases} \qquad (2.1)$$

где n_k – количество повреждений на газопроводах k-го года заложения, на которых наблюдалось повреждение, шт., за расчетный период времени $T_к$, принимаемый равным одному году;

L_k – протяженность газопроводов k-го года заложения, м;

n' – количество данных с одинаковыми значениями продолжительности эксплуатации газопровода T_k, рассчитываемой по формуле

$$T_k = c - k. \qquad (2.2)$$

Анализ статистических данных о повреждениях газопроводов за 1978-2011 год показал, что от момента принятия в эксплуатацию в течение первых 15 лет отказы не наблюдаются. Учитывая, что срок амортизации стальных газопроводов в соответствии с [118] принимается равным 30-и годам, рассчитываем параметр потока отказов, 1/(м·год), за период эксплуатации от u = 1, соответствующего значению T_{kmin}=15 лет до u=30, соответствующего значению T_k = 44 года, при значениях $j = \overline{1, 10}$ по формуле

$$\omega_{ju-m;j} = \frac{1}{j} \sum_{m=0}^{j-1} \omega_{ju-m}, \qquad (2.3)$$

где $m = \overline{0, j-1}$, $u = \overline{1, 30}$.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 2.1.

Среднеарифметическое значение параметра потока отказов, 1/(м·год), рассчитанного с учетом периода времени, в течение которого данный параметр принимается постоянным j, предлагается определять по формуле

$$E_{\omega_u} = \frac{\sum_j \omega_{ju-m;j}}{\alpha}, \qquad (2.4)$$

где α – количество вариантов выбранного периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным, α = 10.

Таблица 2.1 – Параметр потока отказов в зависимости от периода времени, в течение которого он принимается постоянным

u	T_k, лет	$\omega_{iu-m,j}\cdot10^{-5}$, 1/(м·год)									
		j=1 год	j=2 года	j=3 года	j=4 года	j=5 лет	j=6 лет	j=7 лет	j=8 лет	j=9 лет	j=10 лет
1	15	7,7543	8,0418	5,3612	5,1341	6,5519	8,2997	9,5826	9,8621	9,7523	9,3368
2	16	8,3292									
3	17	0,0000	2,2264								
4	18	4,4528		11,2383							
5	19	12,2234	14,6311		14,5901						
6	20	17,0387				12,1217					
7	21	17,2801	14,5491	12,6574			12,4401				
8	22	11,8181						14,4440			
9	23	8,8739	7,2359		11,3856				13,8630		
10	24	5,5979		12,2228						13,6343	
11	25	8,2291	15,5353			17,4116					13,4240
12	26	22,8415									
13	27	17,8069	21,8736	18,6625	16,3404		14,3400				
14	28	25,9403									
15	29	12,2404	10,8071					11,5053			
16	30	9,3738		10,0174		9,4363					
17	31	12,4906	10,3393		9,4520				10,4303		
18	32	8,1879									
19	33	12,6611	8,5647	12,7481			10,4607			10,6128	
20	34	4,4683									
21	35	21,1149	16,4407		11,4087	11,5900					12,3123
22	36	11,7666		8,1733				10,3292			
23	37	12,7532	6,3766								
24	38	0,0000									
25	39	12,3155	10,2141	10,9170	11,9461		12,9147		12,9147		
26	40	8,1127				13,0346					
27	41	12,3229	13,6781								
28	42	15,0333		14,9125						14,9125	
29	43	24,7097	14,8520		14,8520			14,8520			
30	44	4,9944									

Рассчитывается среднеквадратичная погрешность результатов

$$\Delta S_{\omega} = \sqrt{\frac{\sum_{u}(\omega_{ju-m;j} - E_{\omega_u})^2}{(u_{\max} - 1)\cdot u_{\max}}}\ . \qquad (2.5)$$

Выбирается период времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным, при условии, когда среднеквадратичная погрешность результатов ΔS_w имеет минимальное значение.

Расчет среднеквадратичной погрешности приведен в таблицах 2.2 и 2.3.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 2.4.

Таблица 2.2 – Расчет среднеквадратичной погрешности результатов (j=1-5 лет)

u	Tk, лет	$\sum_j \omega_{ju-m;j}$	E_{ω_u}	j=1 год		j=2 года		j=3 года		j=4 года		j=5 лет	
				$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	15	79,6768	7,9677	-0,2133	0,0455	0,0741	0,0055	-2,6065	6,7939	-2,8336	8,0294	-1,4157	2,0043
2	16	80,2517	8,0252	0,3040	0,0924	0,0166	0,0003	-2,6640	7,0969	-2,8911	8,3585	-1,4732	2,1704
3	17	66,1071	6,6107	-6,6107	43,7015	-4,3843	19,2224	-1,2495	1,5614	-1,4766	2,1805	-0,0588	0,0035
4	18	76,4370	7,6437	-3,1909	10,1821	-5,4173	29,3474	3,5946	12,9211	-2,5096	6,2983	-1,0918	1,1919
5	19	106,0684	10,6068	1,6166	2,6134	4,0242	16,1944	0,6315	0,3987	3,9832	15,8662	-4,0549	16,4422
6	20	116,4534	11,6453	5,3933	29,0881	2,9857	8,9145	-0,4070	0,1657	2,9447	8,6715	0,4764	0,2269
7	21	122,1723	12,2172	5,0629	25,6327	2,3319	5,4376	0,4401	0,1937	2,3729	5,6304	-0,0955	0,0091
8	22	121,5716	12,1572	-0,3391	0,1150	2,3919	5,7214	0,5002	0,2502	2,4329	5,9191	-0,0354	0,0013
9	23	112,1106	11,2111	-2,3372	5,4623	-3,9752	15,8021	1,4463	2,0918	0,1745	0,0305	0,9107	0,8293
10	24	112,2820	11,2282	-5,6303	31,7008	-3,9923	15,9386	0,9946	0,9893	0,1574	0,0248	0,8935	0,7984
11	25	132,5897	13,2590	-5,0299	25,2996	2,2763	5,1816	-1,0362	1,0736	-1,8734	3,5096	4,1527	17,2447
12	26	147,2021	14,7202	8,1213	65,9551	0,8151	0,6644	-2,4974	6,2370	-3,3346	11,1197	2,6914	7,2438
13	27	161,8003	16,1800	1,6269	2,6467	5,6936	32,4170	2,4825	6,1629	0,1603	0,0257	1,2316	1,5169
14	28	169,9337	16,9934	8,9470	80,0482	4,8802	23,8168	1,6692	2,7862	-0,6530	0,4264	0,4183	0,1750
15	29	142,2286	14,2229	-1,9825	3,9301	-3,4157	11,6673	4,4397	19,7108	2,1175	4,4838	3,1888	10,1684
16	30	122,7416	12,2742	-2,9003	8,4119	-1,4670	2,1522	-2,2567	5,0928	4,0662	16,5340	-2,8378	8,0532
17	31	115,0695	11,5069	0,9837	0,9676	-1,1677	1,3635	-1,4895	2,2186	-2,0550	4,2230	-2,0706	4,2874
18	32	110,7668	11,0767	-2,8888	8,3451	-0,7374	0,5438	-1,0592	1,1220	-1,6247	2,6397	-1,6403	2,6907
19	33	109,2952	10,9295	1,7316	2,9983	-2,3648	5,5925	1,8186	3,3071	-1,4775	2,1832	-1,4932	2,2296
20	34	101,1024	10,1102	-5,6420	31,8317	-1,5456	2,3888	2,6378	6,9582	-0,6583	0,4333	-0,6739	0,4541
21	35	128,6237	12,8624	8,2525	68,1037	3,5783	12,8045	-0,1143	0,0131	-1,4537	2,1133	-1,2723	1,6189
22	36	113,5245	11,3524	0,4141	0,1715	5,0883	25,8904	-3,1792	10,1072	0,0562	0,0032	0,2376	0,0564
23	37	104,4471	10,4447	2,3085	5,3293	-4,0681	16,5493	-2,2714	5,1594	0,9640	0,9292	1,1453	1,3118
24	38	91,6938	9,1694	-9,1694	84,0776	-2,7928	7,7995	-0,9961	0,9922	2,2393	5,0144	2,4206	5,8595
25	39	116,0664	11,6066	0,7088	0,5024	-1,3926	1,9392	-0,6896	0,4756	0,3394	0,1152	-0,0166	0,0003
26	40	113,3082	11,3308	-3,2181	10,3562	-1,1167	1,2471	-0,4138	0,1712	0,6153	0,3786	1,7038	2,9028
27	41	120,9824	12,0982	0,2246	0,0505	1,5799	2,4959	-1,1812	1,3953	-0,1521	0,0231	0,9364	0,8768
28	42	131,9879	13,1988	1,8345	3,3655	0,4793	0,2297	1,7137	2,9366	-1,2527	1,5693	-0,1642	0,0270
29	43	150,2670	15,0267	9,6830	93,7597	-0,1747	0,0305	-0,1142	0,0131	-0,1747	0,0305	-1,9921	3,9685
30	44	130,5517	13,0552	-8,0608	64,9763	1,7968	3,2287	1,8573	3,4495	1,7968	3,2287	-0,0206	0,0004

Таблица 2.3 – Расчет среднеквадратичной погрешности результатов (j=6-10 лет)

u	Tk, лет	$\sum_j \omega_{ju-m;j}$	E_{ω_u}	j=6 год		j=7 лет		j=8 лет		j=9 лет		j=10 лет	
				$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$	$\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u}$	$(\omega_{ju-m;j}-E_{\omega_u})^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	15	79,6768	7,9677	0,3320	0,1103	1,6150	2,6081	1,8944	3,5887	1,7846	3,1848	1,3692	1,8746
2	16	80,2517	8,0252	0,2746	0,0754	1,5575	2,4257	1,8369	3,3742	1,7271	2,9829	1,3117	1,7205
3	17	66,1071	6,6107	1,6890	2,8528	2,9719	8,8324	3,2514	10,5714	3,1416	9,8694	2,7261	7,4317
4	18	76,4370	7,6437	0,6560	0,4304	1,9389	3,7595	2,2184	4,9212	2,1086	4,4461	1,6931	2,8667
5	19	106,0684	10,6068	-2,3071	5,3227	-1,0242	1,0490	-0,7448	0,5547	-0,8546	0,7303	-1,2700	1,6129
6	20	116,4534	11,6453	-3,3456	11,1931	-2,0627	4,2547	-1,7833	3,1800	-1,8931	3,5837	-2,3085	5,3292
7	21	122,1723	12,2172	0,2229	0,0497	-2,6346	6,9411	-2,3552	5,5468	-2,4650	6,0760	-2,8804	8,2967
8	22	121,5716	12,1572	0,2829	0,0800	2,2868	5,2294	-2,2951	5,2674	-2,4049	5,7835	-2,8203	7,9542
9	23	112,1106	11,2111	1,2290	1,5105	3,2329	10,4516	2,6519	7,0327	-1,4588	2,1280	-1,8742	3,5127
10	24	112,2820	11,2282	1,2119	1,4687	3,2158	10,3411	2,6348	6,9421	2,4061	5,7892	-1,8914	3,5772
11	25	132,5897	13,2590	-0,8189	0,6706	1,1850	1,4042	0,6040	0,3648	0,3753	0,1408	0,1650	0,0272
12	26	147,2021	14,7202	-2,2801	5,1989	-0,2763	0,0763	-0,8572	0,7348	-1,0859	1,1793	-1,2962	1,6802
13	27	161,8003	16,1800	-1,8400	3,3857	-1,7361	3,0140	-2,3171	5,3687	-2,5458	6,4809	-2,7560	7,5957
14	28	169,9337	16,9934	-2,6534	7,0404	-2,5494	6,4995	-3,1304	9,7994	-3,3591	11,2836	-3,5694	12,7405
15	29	142,2286	14,2229	0,1171	0,0137	-2,7176	7,3852	-0,3599	0,1295	-0,5886	0,3464	-0,7989	0,6382
16	30	122,7416	12,2742	2,0658	4,2677	-0,7689	0,5912	1,5888	2,5243	1,3601	1,8499	1,1498	1,3221
17	31	115,0695	11,5069	2,8330	8,0262	-0,0017	0,0000	-1,0766	1,1591	2,1273	4,5255	1,9170	3,6750
18	32	110,7668	11,0767	3,2633	10,6493	0,4286	0,1837	-0,6464	0,4178	2,5576	6,5413	2,3473	5,5099
19	33	109,2952	10,9295	-0,4688	0,2198	0,5758	0,3315	-0,4992	0,2492	-0,3167	0,1003	2,4945	6,2224
20	34	101,1024	10,1102	0,3504	0,1228	1,3950	1,9461	0,3201	0,1025	0,5025	0,2526	3,3138	10,9810
21	35	128,6237	12,8624	-2,4017	5,7682	-1,3571	1,8417	-2,4321	5,9149	-2,2496	5,0606	-0,5501	0,3026
22	36	113,5245	11,3524	-0,8918	0,7953	-1,0233	1,0471	-0,9221	0,8503	-0,7397	0,5471	0,9599	0,9213
23	37	104,4471	10,4447	0,0160	0,0003	-0,1155	0,0133	-0,0144	0,0002	0,1681	0,0282	1,8676	3,4879
24	38	91,6938	9,1694	1,2913	1,6674	1,1598	1,3451	1,2609	1,5900	1,4434	2,0834	3,1429	9,8780
25	39	116,0664	11,6066	1,3081	1,7111	-1,2775	1,6319	1,3081	1,7111	-0,9939	0,9878	0,7057	0,4980
26	40	113,3082	11,3308	1,5839	2,5088	-1,0017	1,0033	1,5839	2,5088	-0,7180	0,5156	0,9815	0,9633
27	41	120,9824	12,0982	0,8165	0,6667	-1,7691	3,1296	0,8165	0,6667	-1,4855	2,2066	0,2141	0,0458
28	42	131,9879	13,1988	-0,2841	0,0807	-2,8696	8,2348	-0,2841	0,0807	1,7137	2,9366	-0,8865	0,7859
29	43	150,2670	15,0267	-2,1120	4,4604	-0,1747	0,0305	-2,1120	4,4604	-0,1142	0,0131	-2,7144	7,3679
30	44	130,5517	13,0552	-0,1404	0,0197	1,7968	3,2287	-0,1404	0,0197	1,8573	3,4495	-0,7429	0,5518

Таблица 2.4 – Среднеквадратичная погрешность результатов в зависимости от периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным

j, год	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\sum_u (\omega_{ju-m;j} - E_{\omega_u})^2$	709,76	274,59	111,85	119,99	94,36	80,37	98,83	89,63	95,10	119,37
ΔS_ω	27,10	16,85	10,76	11,14	9,88	9,12	10,11	9,63	9,92	11,11

Среднеквадратичная погрешность результатов принимает минимальное значение 9,12 при периоде времени j = 6 лет, следовательно, при расчете показателей надежности принимаем период времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным, шесть лет.

2.2 Определение усредненного параметра отказов подземных газопроводов

Для получения зависимости усредненного удельного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопроводов принимаются в расчет только коррозионные повреждения ввиду того, что с течением времени изнашивается изоляционное покрытие газопровода и увеличиваются риски развития коррозии труб.

Параметр потока отказов, 1/(м·год), рассчитывается по формуле

$$\omega_{ki} = \begin{cases} \dfrac{n_{ki}}{T_{ki} \cdot L_{ki}}, & n_i' = 1, \\ \dfrac{\sum \omega_{ki} \cdot L_{ki}}{\sum L_{ki}}, & n_i' \neq 1, \end{cases} \qquad (2.6)$$

где n_{ki} – количество повреждений на газопроводах k-го года заложения i-го диаметра, шт., за расчетный период времени $T_к$ равный одному году;

L_{ki} – протяженность газопроводов k-го года заложения i-го диаметра, м;

n_i' – количество данных с одинаковыми значениями продолжительности эксплуатации газопровода i-го диаметра $T_{кi}$.

Определяется зависимость удельного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации газопроводах для всех диаметров труб, на которых были зафиксированы утечки.

Методика получения зависимости удельного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации на газопроводах наружного диаметра 57 мм представлена ниже.

Расчет параметра потока отказов производится при интегральном распределении в интервале от $u = 1$, соответствующего значению T_{kmin}=15 лет до u=30, соответствующего значению T_k=44 года с периодом времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным, шесть лет. Для формирования таблицы с исходными данными разбиваем интервал $u = \overline{1, 30}$ на промежутки с количеством данных, равных периоду времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным (r = 6 лет). Таким образом, получаем пять промежутков, в каждом из которых определяется усредненный параметр потока отказов.

Определяется среднее значение продолжительности эксплуатации газопроводов в каждом интервале.

Для первого интервала

$u = \overline{1, 6}$ $T_{kср} = (2T_{kmin} + r - 1)/2$;

$T_{kср} = (2 \cdot 15 + 6 - 1)/2 = 17{,}5$ лет.

Для второго интервала

$u = \overline{7, 12}$ $T_{kср} = (2T_{kmin} + 3r - 1)/2$;

$T_{kср} = (2 \cdot 15 + 3 \cdot 6 - 1)/2 = 23{,}5$ лет.

Для третьего интервала

$u = \overline{13, 18}$ $T_{kср} = (2T_{kmin} + 5r - 1)/2$;

$T_{kср} = (2 \cdot 15 + 5 \cdot 6 - 1)/2 = 29{,}5$ лет.

Для четвертого интервала

$u = \overline{19, 24}$ $T_{kср} = (2T_{kmin} + 7r - 1)/2$;

$T_{kср}$ = (2·15 +7·6-1)/2 = 35,5 лет.

Для пятого интервала

u = $\overline{25,\ 30}$ $T_{kср}$ = (2T_{kmin} +9r-1)/2.

$T_{kср}$ = (2·15 +9·6-1)/2 = 41,5 лет.

Параметр потока отказов, 1/(м·год), в каждом интервале рассчитывается по формуле

$$\omega'_{ki} = \frac{1}{(T_{ks} - T_{\min} + 1)} \cdot \sum_{T_{\min}}^{T_{ks}} \omega_{ki} \quad , \qquad (2.7)$$

где T_{ks} – максимальное значение продолжительности эксплуатации в рассматриваемом интервале, лет;

T_{min} – минимальное значение продолжительности эксплуатации, равное 15-ти годам;

ω_{ki} – параметр потока отказов газопроводов k-го года заложения i-го диаметра, 1/(м·год).

Для определения параметра потока отказов ω_{ki} в соответствии с формулой (2.6) выбираем по приложению А данные о коррозионных повреждениях газопроводов наружного диаметра 57 мм. Согласно исходным данным на газопроводах наружного диаметра 57 мм было зафиксировано 3 повреждения по причине коррозии. Данные о повреждениях представлены в таблице 2.5 и упорядочены по мере возрастания продолжительности эксплуатации газопроводов.

В соответствии с формулой (2.6) параметр потока отказов ω_{ki} для газопроводов наружного диаметра i=57 мм составляет:

– при продолжительности эксплуатации T=28 лет

$\omega_{ki}^{T=28}$ = 1/ (1·219) = 0,0045662 м/год;

– при продолжительности эксплуатации 35 лет

$\omega_{ki}^{T=35}$ = 1/ (1·219) = 0,0045662 м/год;

– при продолжительности эксплуатации 39 лет

$\omega_{ki}^{T=39} = 1/\ (1 \cdot 136) = 0{,}0073529$ м/год.

Таблица 2.5 – Исходные данные о повреждениях газопроводов наружного диаметра 57 мм

№ п/п	Год обнаружения повреждения	Год заложения газопровода	Длина газопроводов соответст-вующего года заложения, м	Продолжительность эксплуатации, лет	Количество повреждений (утечек), шт.
1	2003	1975	219	28	1
2	2010	1975	219	35	1
3	2001	1962	136	39	1

Поскольку первое повреждение на газопроводе наружного диаметра 57 мм зафиксировано после 28 лет эксплуатации (в первых двух интервалах u = $\overline{1,\ 6}$ (T_{ks}=20 лет) и u = $\overline{7,\ 12}$ (T_{ks}=26 лет) отсутствуют данные о повреждениях), усредненный параметр потока отказов соответствии рассчитывается по формуле (2.7), начиная с третьего интервала.

Для третьего интервала u = $\overline{13,\ 18}$ (T_{ks}=32 года)

$$\omega'_{k_i} = \frac{1}{(32-15+1)} \cdot 0{,}0045662 = 25{,}368 \cdot 10^{-5} \frac{1}{м \cdot год};$$

для четвертого интервала u = $\overline{19,\ 24}$ (T_{ks}=38 лет)

$$\omega'_{k_i} = \frac{1}{(38-15+1)} \cdot (0{,}0045662 + 0{,}0045662) = 38{,}052 \cdot 10^{-5} \frac{1}{м \cdot год};$$

для пятого интервала u = $\overline{25,\ 30}$ (T_{ks}= 44 года)

$$\omega'_{k_i} = \frac{1}{(44-15+1)} \cdot (0{,}0045662 + 0{,}0045662 + 0{,}0073529) =$$

$$= 54{,}951 \cdot 10^{-5} \frac{1}{м \cdot год}.$$

Для интервала с заданной продолжительностью эксплуатации, на котором не было зафиксировано повреждений, усредненный параметр потока отказов принимается равным значению усредненного параметра потока отказов интервала, где впервые зафиксирована утечка газа. Таким образом для первого интервала u = $\overline{1, 6}$ (T_{ks}=20 лет) и второго интервала u = $\overline{7, 12}$ (T_{ks}=26 лет) усредненный параметр потока отказов принимается равным значению усредненного параметра потока отказов на третьем интервале u = $\overline{13, 18}$ (T_{ks}=32 года) и составляет 25,368·10^{-5} 1/(м·год).

Результаты расчета сводятся в таблицу 2.6.

Таблица 2.6 – Значения усредненного параметра потока отказов в зависимости от продолжительности эксплуатации

$T_{kср}$, год	ω_{ki}', 10^{-5}, 1/(м·год)
17,5	25,368
23,5	25,368
29,5	25,368
35,5	38,052
41,5	54,951

С помощью программы CurveExpert Professional было получено, что данные зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации, представленные в таблице 2.6, можно описать уравнением [152]

$$w'_{k_i} = a - b \cdot e^{-c \cdot T_{kc\rho}{}^{d}}, \qquad (2.8)$$

где a = 0,000762, b = 0,000520, c = $9{,}23 \cdot 10^{-13}$, d = 7,409883.

На рисунке 2.1 показано, как данная зависимость аппроксимирует данные, представленные в таблице 2.6.

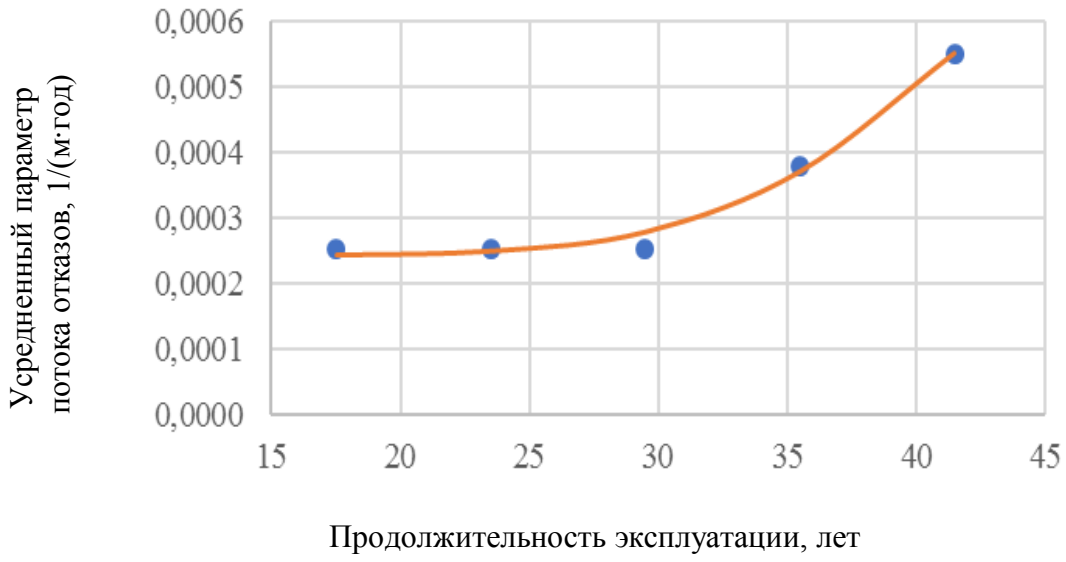


Рисунок 2.1 – Зависимость усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации для диаметра 57 мм

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (2.8):

– коэффициент корреляции r = 0,9938;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,9876;

– стандартная ошибка – S = $2{,}9026 \cdot 10^{-5}$;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

Проверка адекватности уравнения регрессии производилась с использованием критерия Фишера, рассчитанного по формуле (1.35) согласно [144], $S_{от}^2 = 2{,}8076 \cdot 10^{-10}$; $S_у^2 = 1{,}6969 \cdot 10^{-8}$; F = 60,4.

Табличное значение критерия Фишера $F^{m}_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F^{m}_{(4;3;10\%)}$ = 5,3427.

F $> F^{m}_{(n-1;n-2;p)}$, 60,4 > 5,3427, следовательно, уравнение (2.8) адекватно описывает опытные точки.

Аналогичные уравнения были получены для наружных диаметров газопроводов 76, 89, 108, 114, 133, 159, 219, 273, 325, 426 и 530 мм. Коэффициенты a, b, c, d полученных уравнений регрессии, коэффициенты корреляции r, коэффициент детерминации r^2, стандартная ошибка S и значения критерия Фишера F представлены в таблице 2.7.

На рисунках 2.2, 2.3 и 2.4 показано, как полученные зависимости аппроксимируют данные расчетов для различных диаметров газопроводов.

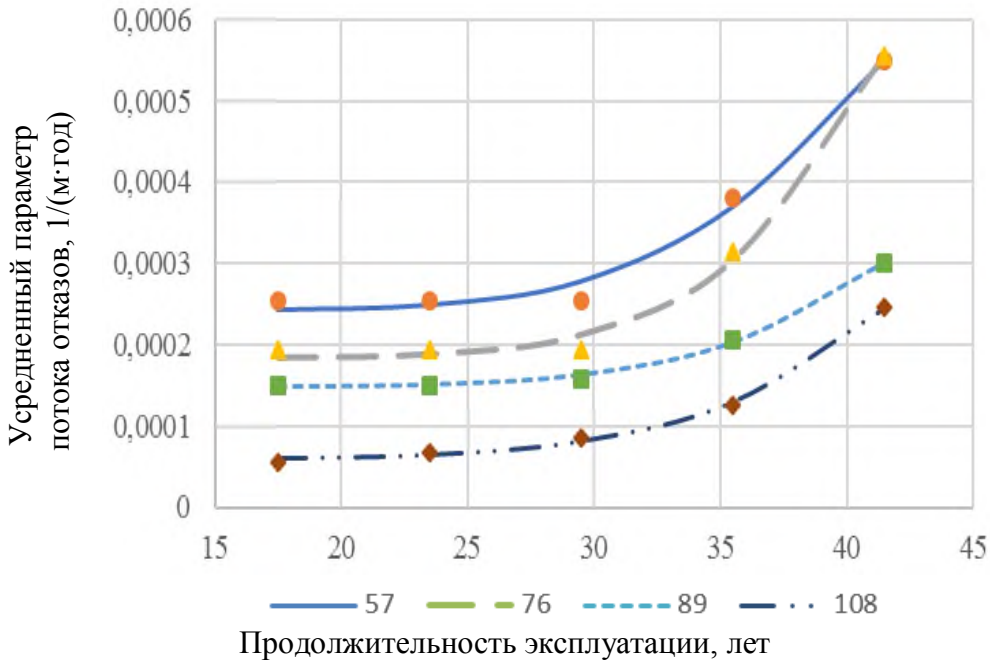


Рисунок 2.2 – Зависимость усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации для диаметров 57, 76, 89 и 108 мм

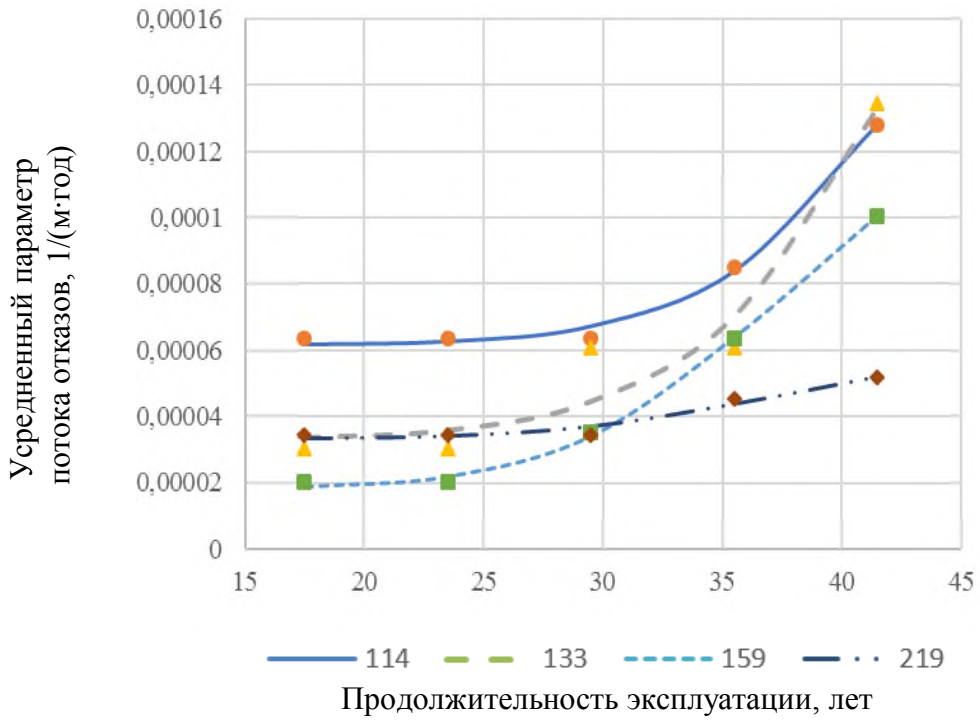


Рисунок 2.3 – Зависимость усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации для диаметров 114, 133, 159 и 219 мм

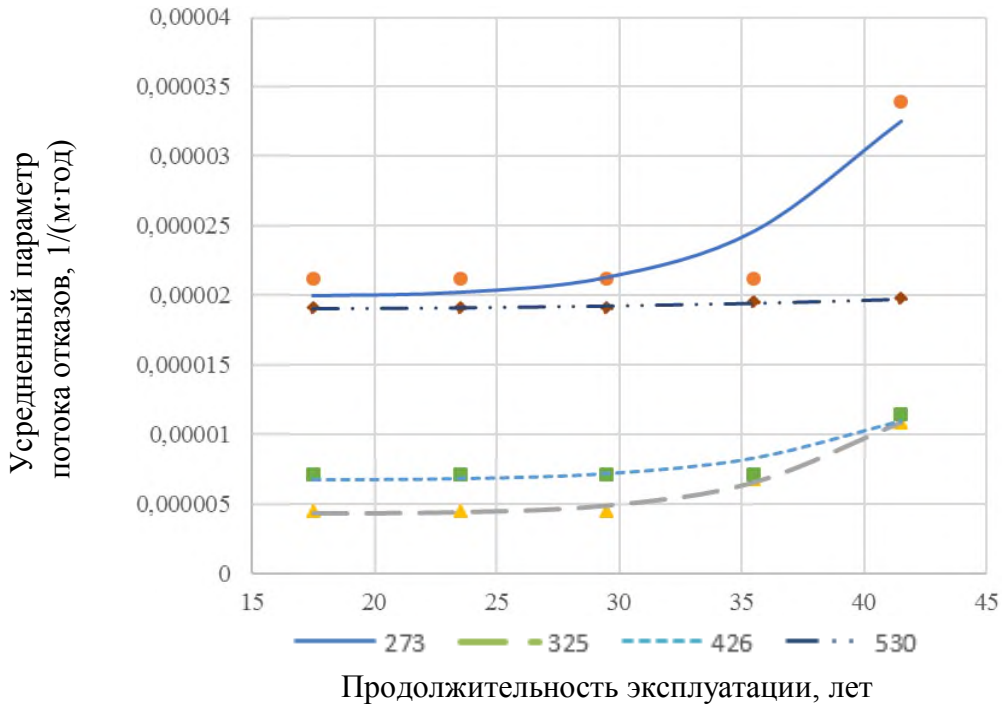


Рисунок 2.4 – Зависимость усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации для диаметров 273, 325, 426 и 530 мм

Таблица 2.7 – Коэффициенты уравнений регрессии, коэффициент корреляции, коэффициент детерминации, стандартная ошибка и критерий Фишера F для различных диаметров газопроводов

Наружный диаметр газопровода, мм	Количество отказов N, шт.	Коэффициенты уравнения регрессии				r	r^2	S	F
		a	b	c	d				
57	3	0,000762	0,000520	$9{,}23\cdot10^{-13}$	7,409883	0,9938	0,9876	$2{,}9026\cdot10^{-5}$	60,4
76	3	0,001508	0,001323	$4{,}62\cdot10^{-14}$	7,942866	0,9971	0,9942	$2{,}3952\cdot10^{-5}$	128,9
89	13	0,000713	0,000565	$6{,}61\cdot10^{-13}$	7,218912	0,9991	0,9983	$5{,}3284\cdot10^{-6}$	438,3
108	37	0,003900	0,003841	$2{,}95\cdot10^{-12}$	6,320064	0,9988	0,9975	$7{,}7174\cdot10^{-6}$	302,1
114	5	0,000333	0,000271	$1{,}38\cdot10^{-13}$	7,607781	0,9969	0,9938	$4{,}4148\cdot10^{-6}$	121,7
133	8	0,003963	0,003930	$1{,}11\cdot10^{-12}$	6,403757	0,9723	0,9454	$1{,}9907\cdot10^{-5}$	13,7
159	8	0,000116	0,000098	$1{,}34\cdot10^{-11}$	6,881897	0,9994	0,9988	$2{,}4093\cdot10^{-6}$	610,4
219	3	0,000055	0,000022	$2{,}42\cdot10^{-11}$	6,722438	0,9803	0,9609	$3{,}1643\cdot10^{-6}$	19,2
273	2	0,000077	0,000057	$2{,}19\cdot10^{-12}$	6,835020	0,9356	0,8753	$4{,}0161\cdot10^{-6}$	6,0
325	4	0,000028	0,000024	$2{,}05\cdot10^{-13}$	7,534468	0,9962	0,9924	$4{,}8050\cdot10^{-7}$	98,5
426	2	0,000026	0,000019	$2{,}15\cdot10^{-12}$	6,838532	0,9356	0,8754	$1{,}3540\cdot10^{-6}$	6,0
530	4	0,000026	0,000007	$3{,}40\cdot10^{-7}$	3,400748	0,9624	0,9262	$1{,}6283\cdot10^{-7}$	10,2

2.3 Исследование зависимости параметра потока отказов газопроводов от диаметра и срока их эксплуатации

Зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации газопроводов позволяют выявить общую тенденцию изменения усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра труб.

Исходные данные для нахождения зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода представлены в таблице 2.8.

Вследствие того, что на диаметре 219х6 мм меняется характер кривой, уравнение зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода выводятся для двух диапазонов диаметров 57-159 мм и 219-530 мм.

Таблица 2.8 – Усредненный параметр потока отказов при наружных диаметрах D и продолжительности эксплуатации газопроводов $T_{kср}$

№ п/п	$T_{kср}$, год	D, мм	$\omega_{ki}^{'}$, 1/(м·год)	№ п/п	$T_{kср}$, год	D, мм	$\omega_{ki}^{'}$, 1/(м·год)
1	2	3	4	5	6	7	8
1	17,5	57	0,00025368	31	17,5	159	0,00002011
2	23,5	57	0,00025368	32	23,5	159	0,00002011
3	29,5	57	0,00025368	33	29,5	159	0,00003509
4	35,5	57	0,00038052	34	35,5	159	0,00006363
5	41,5	57	0,00054951	35	41,5	159	0,00010051
6	17,5	76	0,00019357	36	17,5	219	0,00003457
7	23,5	76	0,00019357	37	23,5	219	0,00003457
8	29,5	76	0,00019357	38	29,5	219	0,00003457
9	35,5	76	0,00031456	39	35,5	219	0,00004534
10	41,5	76	0,00055468	40	41,5	219	0,00005181
11	17,5	89	0,00015015	41	17,5	273	0,00002119
12	23,5	89	0,00015015	42	23,5	273	0,00002119
13	29,5	89	0,00015840	43	29,5	273	0,00002119
14	35,5	89	0,00020503	44	35,5	273	0,00002119
15	41,5	89	0,00030066	45	41,5	273	0,00003391
16	17,5	108	0,00005582	46	17,5	325	0,00000451

Продолжение таблицы 2.8

1	2	3	4	5	6	7	8
17	23,5	108	0,00006716	47	23,5	325	0,00000451
18	29,5	108	0,00008591	48	29,5	325	0,00000451
19	35,5	108	0,00012625	49	35,5	325	0,00000677
20	41,5	108	0,00024625	50	41,5	325	0,00001083
21	17,5	114	0,00006353	51	17,5	426	0,00000715
22	23,5	114	0,00006353	52	23,5	426	0,00000715
23	29,5	114	0,00006353	53	29,5	426	0,00000715
24	35,5	114	0,00008518	54	35,5	426	0,00000715
25	41,5	114	0,00012821	55	41,5	426	0,00001144
26	17,5	133	0,00003047	56	17,5	530	0,00001908
27	23,5	133	0,00003047	57	23,5	530	0,00001908
28	29,5	133	0,00006094	58	29,5	530	0,00001908
29	35,5	133	0,00006094	59	35,5	530	0,00001948
30	41,5	133	0,00013469	60	41,5	530	0,00001972

Уравнение зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода в диапазоне диаметров 57-159 мм имеет вид

$$\omega_{ki}' = (0{,}000212875 - 1{,}395\cdot10^{-6}\cdot D + 7{,}743\cdot10^{-7}\cdot T_{kcp}) \;/\; (1 + 0{,}003022549\cdot D - 0{,}021561423\cdot T_{kcp}), \qquad ((2.9)$$

На рисунке 2.5 показано, как полученная зависимость (2.9) аппроксимирует данные расчетов.

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (2.9):

– коэффициент корреляции r = 0,9524;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,9071;

– стандартная ошибка – S = $4{,}3855\cdot10^{-5}$;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

Проверка адекватности уравнения регрессии производилась с использованием критерия Фишера, рассчитанного по формуле (1.35) согласно [144], $S_{от}^2 = 1{,}8031\cdot10^{-9}$; $S_y^2 = 1{,}8268\cdot10^{-8}$; F = 10,13.

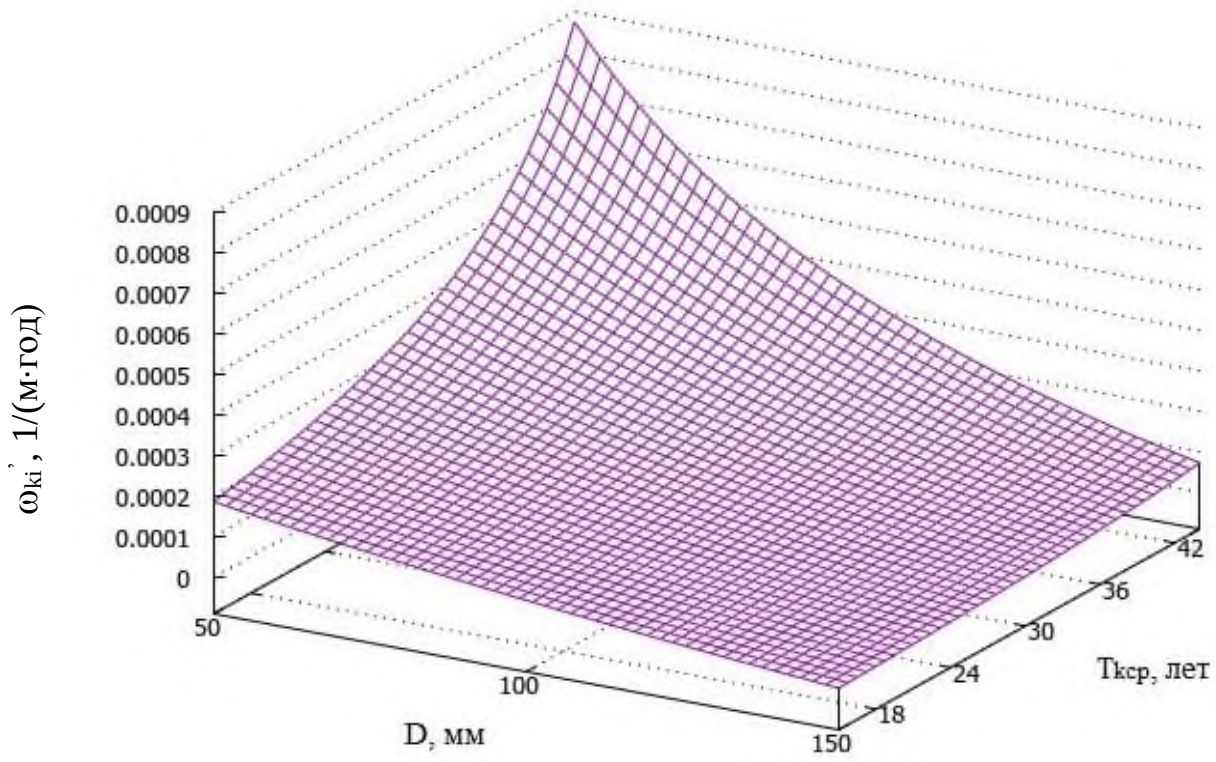


Рисунок 2.5 – Зависимость усредненного параметра потока отказов ω_{ki}' от продолжительности эксплуатации T_{kcp} и наружного диаметра газопровода D в диапазоне диаметров 57-159 мм

Табличное значение критерия Фишера $F^{m}_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F^{m}_{(4;3;10\%)}$ = 1,5941.

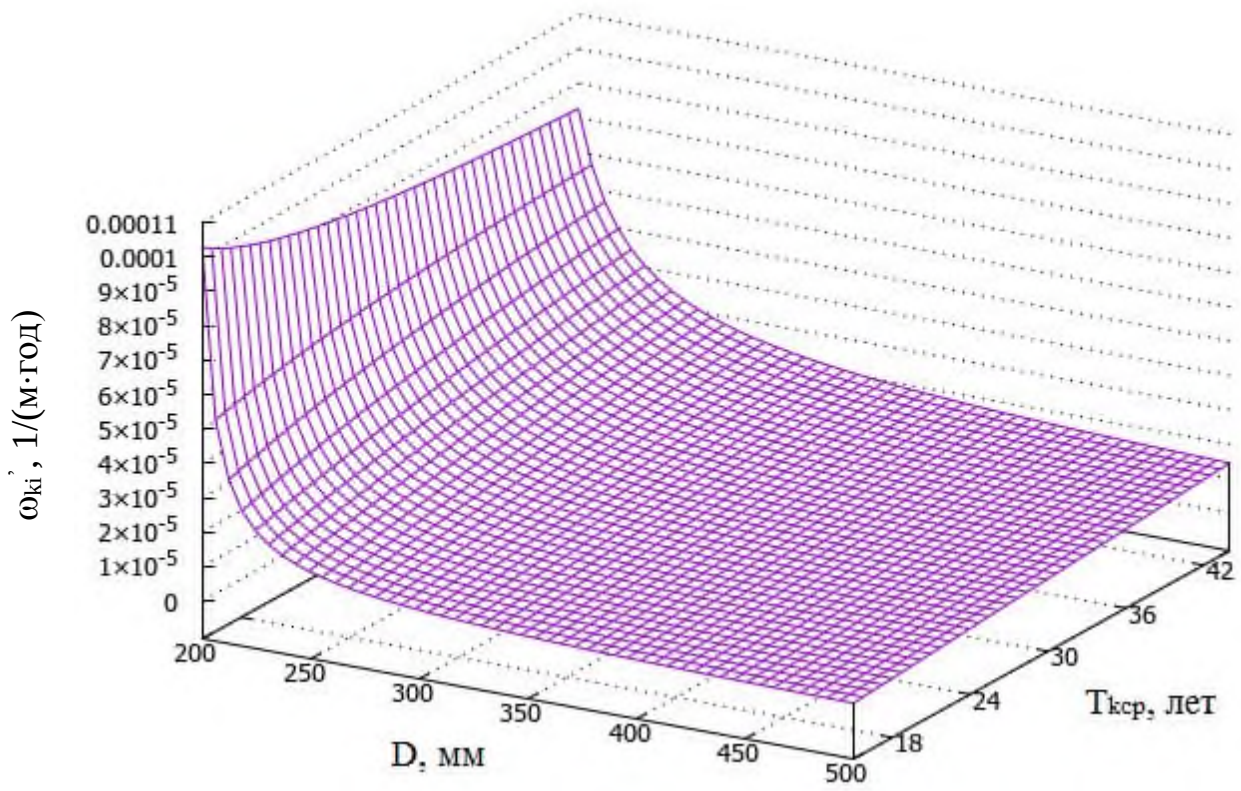
F > $F^{m}_{(n-1;n-2;p)}$, 10,13 > 1,5941, следовательно, уравнение (2.9) адекватно описывает опытные точки.

Уравнение зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода в диапазоне диаметров 219-530 мм имеет вид

$$\omega_{ki}' = D \cdot T_{kcp} / (-952018113{,}2 + 4706285{,}16 \cdot D + 2664259{,}62 \cdot T_{kcp}). \qquad (2.10)$$

На рисунке 2.6 показано, как полученная зависимость (2.10) аппроксимирует данные расчетов.

Рисунок 2.6 – Зависимость усредненного параметра потока отказов ω_{ki}'



от продолжительности эксплуатации T_{kcp} и наружного диаметра газопровода D в диапазоне диаметров 219-530 мм

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (2.10):

– коэффициент корреляции r = 0,8677;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,7529;

– стандартная ошибка – S = $7{,}3291 \cdot 10^{-6}$;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

Проверка адекватности уравнения регрессии производилась с использованием критерия Фишера, рассчитанного по формуле (1.35) согласно [144], $S_{от}^2 = 5{,}3716 \cdot 10^{-11}$; $S_y^2 = 2{,}0729 \cdot 10^{-10}$; F = 3,86.

Табличное значение критерия Фишера $F^m_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F^m_{(4;3;10\%)}$ = 1,7159.

F > $F^{m}_{(n-1;n-2;p)}$, 3,86 > 1,7159, следовательно, уравнение (2.10) адекватно описывает опытные точки.

2.4 Выводы по второму разделу

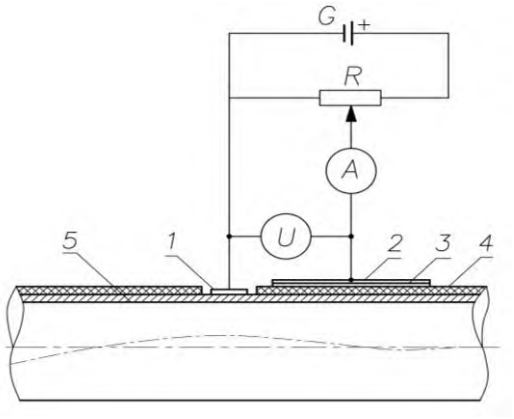
1. Разработан алгоритм выбора периода времени, в течение которого параметр потока отказов принимается постоянным. В соответствии с предложенным алгоритмом данный период равен шести годам.
2. Получена зависимость усредненного параметра потока отказов, вызванного коррозией металла трубы, от продолжительности эксплуатации для различных диаметров газопроводов, которая свидетельствует об увеличении параметра потока отказов с увеличением продолжительности эксплуатации.
3. Исследование зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода позволяет сделать вывод о том, что, как правило, с увеличением диаметра усредненный параметра потока отказов уменьшается, а с увеличением продолжительности эксплуатации увеличивается.
4. Полученные зависимости позволяют вычислять значения усредненного параметра отказа для диаметров, для которых нет данных по результатам эксплуатации.

РАЗДЕЛ 3
ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ОТ СРОКА ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Методика проведения эксперимента

Ввиду того, что с течением времени изоляционное покрытие стареет и его защитные свойства ослабевают, представляет интерес исследование изменения переходного сопротивления изоляционного покрытия газопровода от продолжительности его эксплуатации на действующих газопроводах г. Горловки.

На газопроводах наружного диаметра 108, 159, 219, 325 мм с весьма усиленной битумной изоляцией, находящихся в эксплуатации 15, 20, 25, 30, 35 и 40 лет, проводились измерения переходного сопротивления изоляционного покрытия методом «мокрого контакта» с помощью экспериментальной установки, схема которой представлена на рисунке 3.1 [106].



G – источник питания, A – амперметр, U – вольтметр, 1 – механический контакт, 2 – металлический электрод-бандаж, 3 – тканевое полотно, 4 – изоляционное покрытие, 5 – газопровод

Рисунок 3.1 – Электрическая схема измерения переходного сопротивления изоляционного покрытия

Экспериментальная установка с газопроводом наружного диаметра 159 мм с изоляцией весьма усиленного типа представлена на рисунке 3.2.

Рисунок 3.2 – Экспериментальная установка

Измерения проводятся в поперечном сечении трубопровода, на поверхности, не имеющей сквозных повреждений изоляции.

На изоляционное покрытие газопроводов по всей окружности накладывалось смоченное 3%-ным раствором соды (Na_2CO_3) в дистиллированной воде тканевое полотно шириной 0,3 м. Поверх устанавливался металлический электрод-бандаж шириной 0,3 м, обеспечивающий охват наружного диаметра газопровода. Отрицательный полюс источника питания G посредством механического контакта 1 присоединяется к зачищенному до металла участку трубы 5 [106].

Резистором R отбиралось от источника питания рабочее напряжение в пределах 10 - 30 В, которое контролировалось по мультиметру DT-9205A.

Измерение силы тока производилось по мультиметру DT-182.

Переменный ток преобразовывался в постоянный за счет диодного моста (рисунок 3.3).

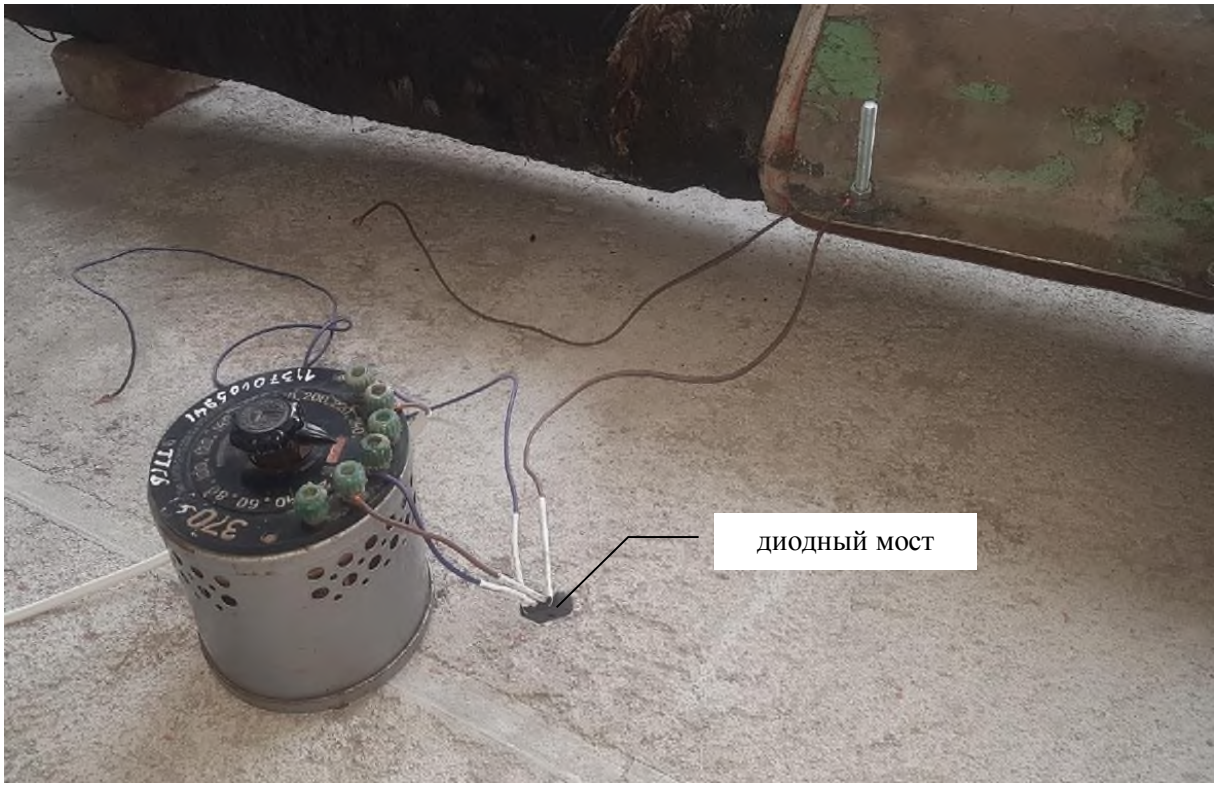


Рисунок 3.3 – Установка диодного моста для преобразования переменного тока в постоянный

Геометрические характеристики газопроводов наружного диаметра 108, 159 и 219 мм измерялись с помощью циклометра UFM 950, наружного диаметра 325 мм – с помощью циклометра UFM 2220.

Проводилось по три серии опытов для каждого из образцов. Результаты расчета представлены в пункте 3.2.

3.2 Анализ зависимости переходного сопротивления изоляции от продолжительности эксплуатации газопровода

На основании данных об изменении электрического переходного сопротивления изоляционного покрытия стального газопровода делают выводы о состоянии изоляционного покрытия газопровода.

Величина переходного сопротивления изоляции $R_{из}$, Ом·м, определялась для каждого значения измеряемой силы тока в ходе эксперимента, описанного в п. 3.1, по формуле

$$R_{из} = \frac{U \cdot S}{I \cdot \pi \cdot D}, \qquad (3.1)$$

где U – рабочее напряжение, В;

I – сила тока, А;

S – площадь металлического электрода-бандажа, м^2;

D – наружный диаметр газопровода, м.

Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 108 мм приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 108 мм

Номер испытаний	Наружный диаметр газопровода, м	Продолжительность эксплуатации Т, год	Ширина бандажа, м	Длина бандажа, м	Площадь электрод-бандажа, м^2	Падение напряжения, В	Сила тока, А	Переходное сопротивление $R_{из}$, Ом·м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 серия измерений								
1	0,108	15	0,3	0,4	0,12	15	0,00025	21000
2	0,108	20	0,3	0,4	0,12	15	0,00045	11667
3	0,108	25	0,3	0,4	0,12	15	0,00075	7000

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	0,108	30	0,3	0,4	0,12	15	0,0015	3500
5	0,108	35	0,3	0,4	0,12	15	0,0026	2019
6	0,108	40	0,3	0,4	0,12	15	0,00565	929
2 серия измерений								
7	0,108	15	0,3	0,4	0,12	20	0,0003	23333
8	0,108	20	0,3	0,4	0,12	20	0,0006	11667
9	0,108	25	0,3	0,4	0,12	20	0,00105	6667
10	0,108	30	0,3	0,4	0,12	20	0,00215	3256
11	0,108	35	0,3	0,4	0,12	20	0,004	1750
12	0,108	40	0,3	0,4	0,12	20	0,0075	933
3 серия измерений								
13	0,108	15	0,3	0,4	0,12	25	0,0004	21875
14	0,108	20	0,3	0,4	0,12	25	0,00075	11667
15	0,108	25	0,3	0,4	0,12	25	0,00145	6034
16	0,108	30	0,3	0,4	0,12	25	0,00265	3302
17	0,108	35	0,3	0,4	0,12	25	0,005	1750
18	0,108	40	0,3	0,4	0,12	25	0,0095	921

С помощью программы Curve Expert Professional на основании данных, представленных в таблице 3.1, была получена зависимость переходного сопротивления изоляции от продолжительности эксплуатации, которая описывается уравнением вида $y=a\cdot e^{-bx}$

$$R_{из} = 148810 \cdot e^{-0,127T}. \qquad (3.2)$$

На рисунке 3.4 показано, как данная зависимость аппроксимирует данные, представленные в таблице 3.1.

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (3.2):

– коэффициент корреляции r = 0,9981;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,9962;

– стандартная ошибка – S = 471,04;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

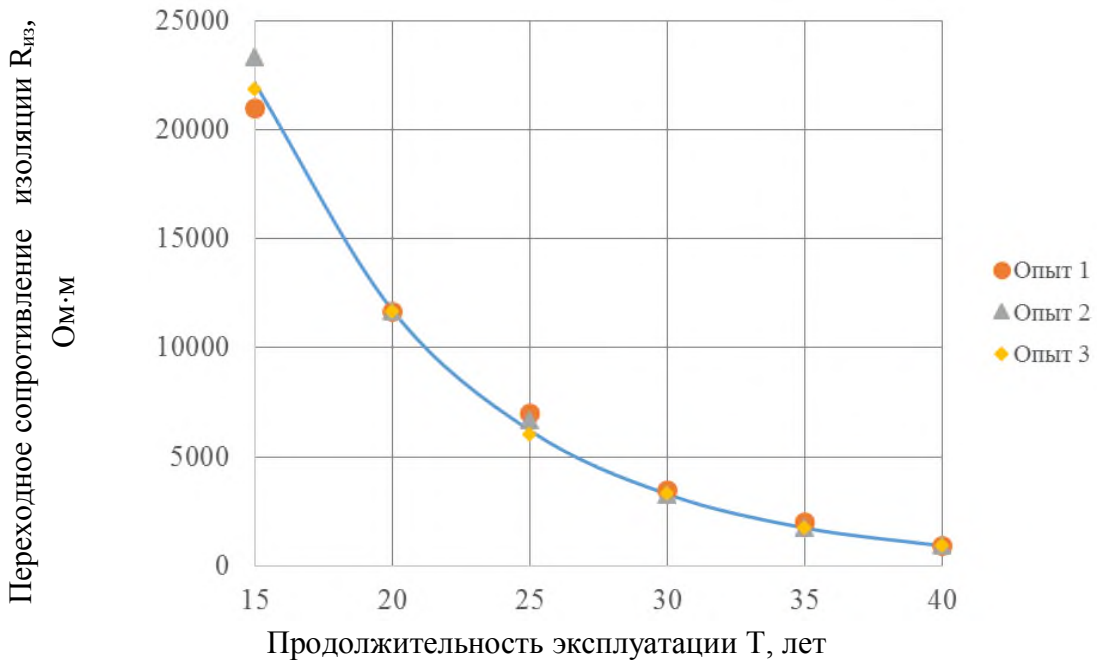


Рисунок 3.4 – Зависимость переходного сопротивления изоляции $R_{из}$ от продолжительности эксплуатации газопровода Т наружного диаметра 108 мм

Проверка адекватности уравнения регрессии производилась с использованием критерия Фишера, рассчитанного по формуле (1.35) согласно [144], $S_{от}^2$ = 38558; $S_у^2$ = 23905695; F = 620.

Табличное значение критерия Фишера $F^m_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F^m_{(17;16;10\%)}$ = 1,9205.

F> $F^m_{(n-1;n-2;p)}$, 620>1,9205, следовательно, уравнение (3.2) адекватно описывает опытные точки.

Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 159 мм приведены в таблице 3.2.

С помощью программы Curve Expert Professional на основании данных, представленных в таблице 3.2, была получена зависимость переходного сопротивления изоляции от продолжительности эксплуатации, которая описывается уравнением

$$R_{из} = 97115 \cdot e^{-0,127T}. \qquad (3.3)$$

Таблица 3.2 – Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 159 мм

Номер испытаний	Наружный диаметр газопровода, м	Продолжительность эксплуатации Т, лет	Ширина бандажа, м	Длина бандажа, м	Площадь электрод-бандажа, $м^2$	Падение напряжения, В	Сила тока, А	Переходное сопротивление $R_{из}$, Ом·м
1 серия измерений								
1	0,159	15	0,3	0,56	0,17	15	0,00035	14313
2	0,159	20	0,3	0,56	0,17	15	0,00065	7707
3	0,159	25	0,3	0,56	0,17	15	0,00125	4008
4	0,159	30	0,3	0,56	0,17	15	0,0023	2178
5	0,159	35	0,3	0,56	0,17	15	0,0042	1193
6	0,159	40	0,3	0,56	0,17	15	0,00715	701
2 серия измерений								
7	0,159	15	0,3	0,56	0,17	20	0,00045	14843
8	0,159	20	0,3	0,56	0,17	20	0,00085	7858
9	0,159	25	0,3	0,56	0,17	20	0,0016	4175
10	0,159	30	0,3	0,56	0,17	20	0,00266	2511
11	0,159	35	0,3	0,56	0,17	20	0,00505	1323
12	0,159	40	0,3	0,56	0,17	20	0,009	742
3 серия измерений								
13	0,159	15	0,3	0,56	0,17	25	0,0006	13915
14	0,159	20	0,3	0,56	0,17	25	0,0011	7590
15	0,159	25	0,3	0,56	0,17	25	0,00195	4282
16	0,159	30	0,3	0,56	0,17	25	0,00375	2226
17	0,159	35	0,3	0,56	0,17	25	0,00635	1315
18	0,159	40	0,3	0,56	0,17	25	0,013	642

На рисунке 3.5 показано, как данная зависимость аппроксимирует данные, представленные в таблице 3.2.

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (3.3):

– коэффициент корреляции r = 0,9990;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,9980;

– стандартная ошибка – S = 217,8;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

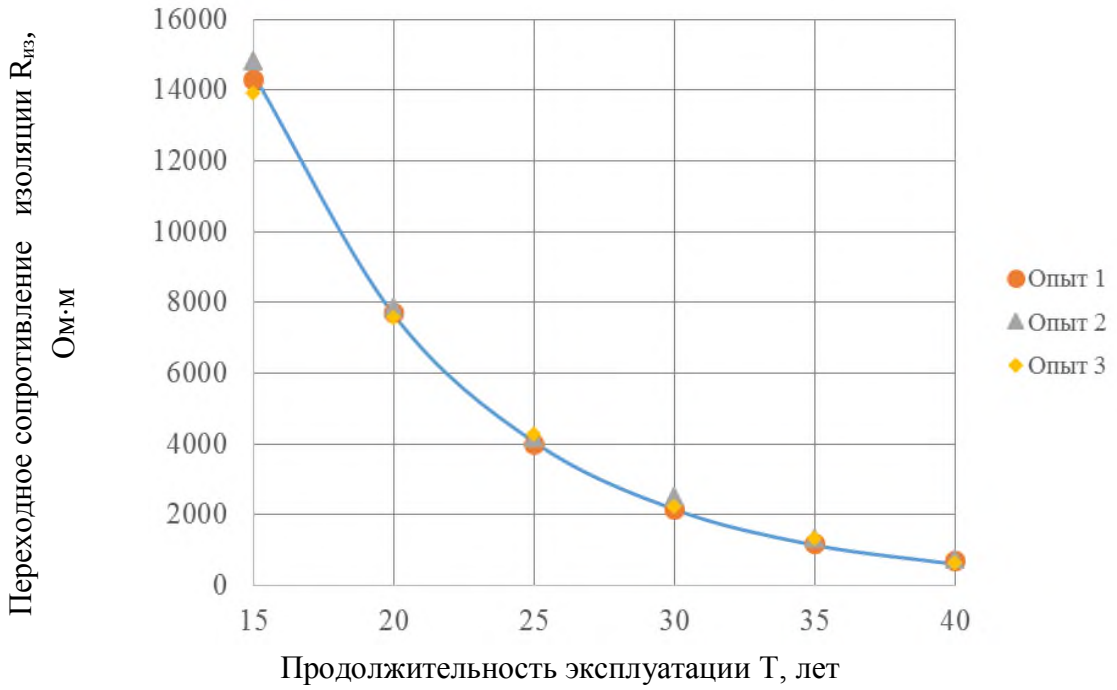


Рисунок 3.5 – Зависимость переходного сопротивления изоляции $R_{из}$ от продолжительности эксплуатации газопровода Т наружного диаметра 159 мм

Проверка значимости уравнения регрессии производилась с использованием критерия Фишера, рассчитанного по формуле (1.35) согласно [144], $S_{от}^2$ = 50366; $S_у^2$ = 23905695; F = 474,6.

Табличное значение критерия Фишера $F^m_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F^m_{(17;16;10\%)}$ = 1,9205.

F> $F^m_{(n-1;n-2;p)}$, 474,6>1,9205, следовательно, уравнение (3.3) адекватно описывает опытные точки.

Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 219 мм приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 219 мм

Номер испытаний	Наружный диаметр газопровода, м	Продолжительность эксплуатации T, лет	Ширина бандажа, м	Длина бандажа, м	Площадь электрод-бандажа, м^2	Падение напряжения, В	Сила тока, А	Переходное сопротивление $R_{из}$, Ом·м
1 серия измерений								
1	0,219	15	0,3	0,74	0,22	15	0,00045	10822
2	0,219	20	0,3	0,74	0,22	15	0,00075	6493
3	0,219	25	0,3	0,74	0,22	15	0,00155	3142
4	0,219	30	0,3	0,74	0,22	15	0,00275	1771
5	0,219	35	0,3	0,74	0,22	15	0,0056	870
6	0,219	40	0,3	0,74	0,22	15	0,0095	513
2 серия измерений								
7	0,219	15	0,3	0,74	0,22	20	0,0006	10822
8	0,219	20	0,3	0,74	0,22	20	0,0011	5903
9	0,219	25	0,3	0,74	0,22	20	0,00215	3020
10	0,219	30	0,3	0,74	0,22	20	0,00355	1829
11	0,219	35	0,3	0,74	0,22	20	0,00675	962
12	0,219	40	0,3	0,74	0,22	20	0,0145	448
3 серия измерений								
13	0,219	15	0,3	0,74	0,22	25	0,0008	10146
14	0,219	20	0,3	0,74	0,22	25	0,00145	5598
15	0,219	25	0,3	0,74	0,22	25	0,0027	3006
16	0,219	30	0,3	0,74	0,22	25	0,0044	1845
17	0,219	35	0,3	0,74	0,22	25	0,0096	845
18	0,219	40	0,3	0,74	0,22	25	0,018	451

С помощью программы Curve Expert Professional на основании данных, представленных в таблице 3.3, была получена зависимость переходного сопротивления изоляции от продолжительности эксплуатации, которая описывается уравнением

$$R_{из} = 72490{,}4 \cdot e^{-0{,}127T}. \qquad (3.4)$$

На рисунке 3.6 показано, как данная зависимость аппроксимирует данные, представленные в таблице 3.3.

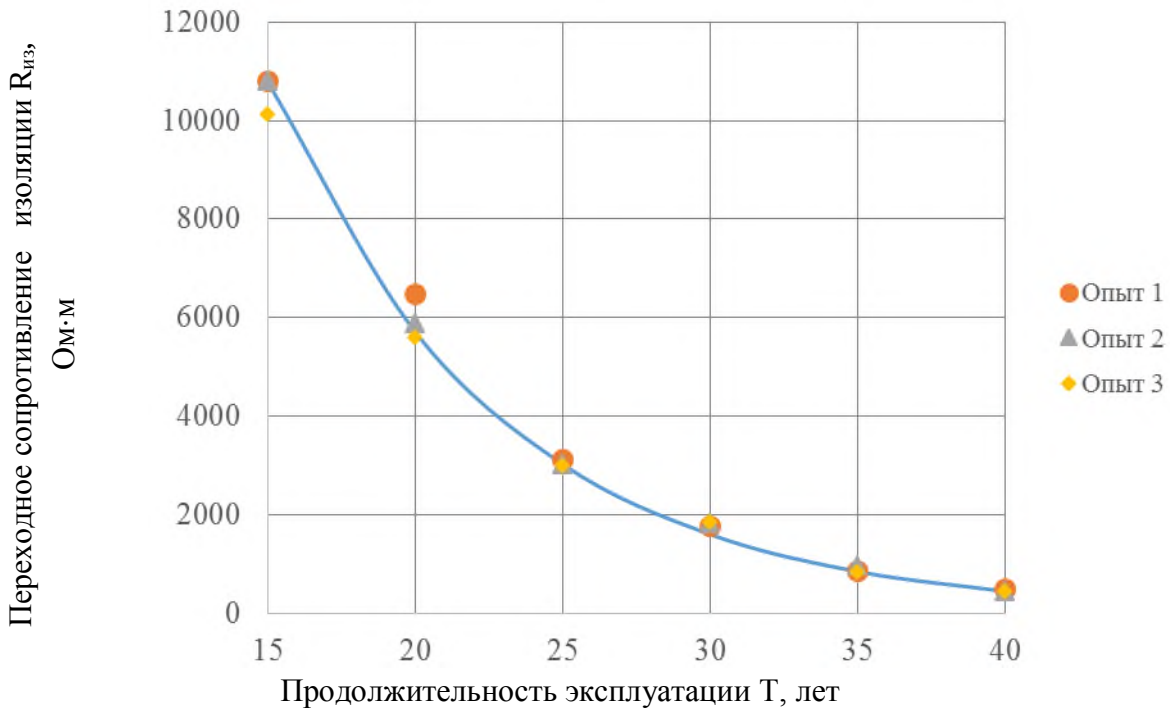


Рисунок 3.6 – Зависимость переходного сопротивления изоляции $R_{из}$ от продолжительности эксплуатации газопровода Т наружного диаметра 219 мм

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (3.4):

– коэффициент корреляции r = 0,9970;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,9940;

– стандартная ошибка – S = 269,0;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

Проверка значимости уравнения регрессии производилась с использованием критерия Фишера, рассчитанного по формуле (1.35) согласно [144], $S_{от}^2$ = 76917; $S_у^2$ = 13289127; F = 172,8.

Табличное значение критерия Фишера $F^m_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F^m_{(17;16;10\%)}$ = 1,9205.

F> $F^{m}_{(n-1;n-2;p)}$, 172,8>1,9205, следовательно, уравнение (3.4) адекватно описывает опытные точки.

Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 325 мм приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты измерений переходного сопротивления изоляции газопровода наружного диаметра 325 мм

Номер испытаний	Наружный диаметр газопровода, м	Продолжительность эксплуатации Т, год	Ширина бандажа, м	Длина бандажа, м	Площадь электрод-бандажа, м^2	Падение напряжения, В	Сила тока, А	Переходное сопротивление $R_{из}$, Ом·м
1 серия измерений								
1	0,325	15	0,3	1,08	0,32	15	0,00065	7307
2	0,325	20	0,3	1,08	0,32	15	0,00125	3799
3	0,325	25	0,3	1,08	0,32	15	0,00235	2021
4	0,325	30	0,3	1,08	0,32	15	0,0045	1055
5	0,325	35	0,3	1,08	0,32	15	0,00745	637
6	0,325	40	0,3	1,08	0,32	15	0,015	317
2 серия измерений								
7	0,325	15	0,3	1,08	0,32	20	0,0009	7036
8	0,325	20	0,3	1,08	0,32	20	0,00165	3838
9	0,325	25	0,3	1,08	0,32	20	0,00285	2222
10	0,325	30	0,3	1,08	0,32	20	0,00575	1101
11	0,325	35	0,3	1,08	0,32	20	0,0109	581
12	0,325	40	0,3	1,08	0,32	20	0,0185	342
3 серия измерений								
13	0,325	15	0,3	1,08	0,32	25	0,0011	7196
14	0,325	20	0,3	1,08	0,32	25	0,002	3958
15	0,325	25	0,3	1,08	0,32	25	0,0036	2199
16	0,325	30	0,3	1,08	0,32	25	0,00645	1227
17	0,325	35	0,3	1,08	0,32	25	0,014	565
18	0,325	40	0,3	1,08	0,32	25	0,0225	352

С помощью программы Curve Expert Professional на основании данных, представленных в таблице 3.4, была получена зависимость переходного сопротивления изоляции от продолжительности эксплуатации, которая описывается уравнением

$$R_{из} = 48636{,}1 \cdot e^{-0{,}127T}. \qquad (3.5)$$

На рисунке 3.7 показано, как данная зависимость аппроксимирует данные, представленные в таблице 3.4.

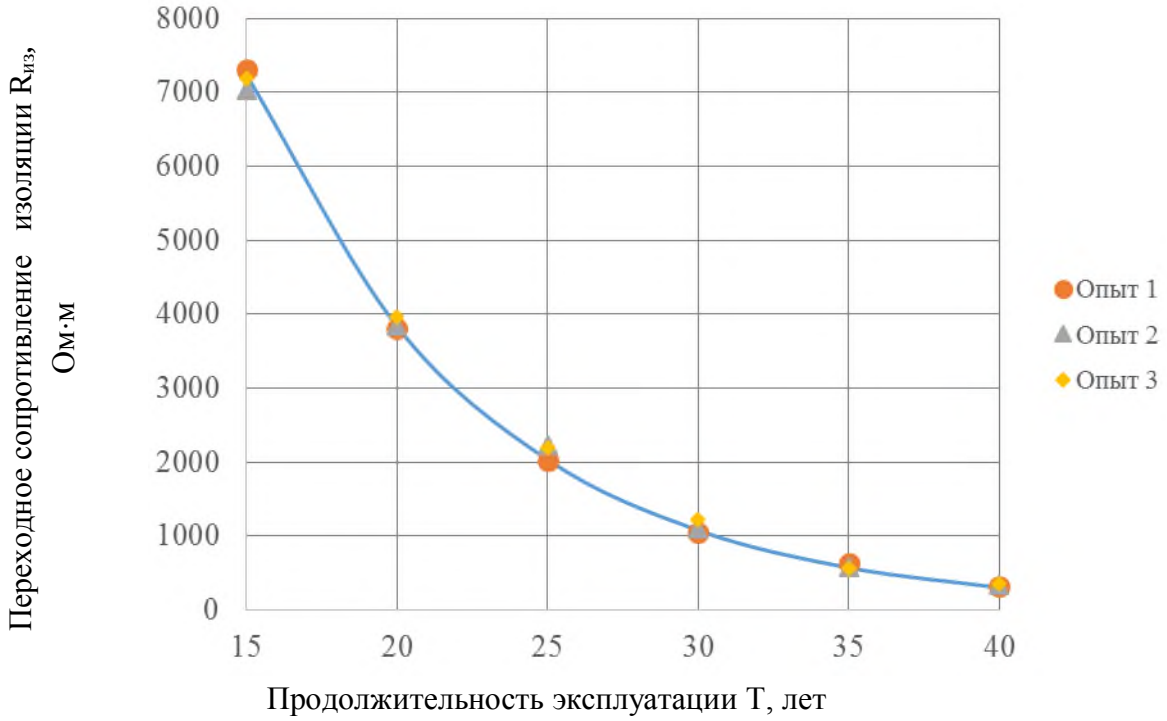


Рисунок 3.7 – Зависимость переходного сопротивления изоляции $R_{из}$ от продолжительности эксплуатации газопровода Т наружного диаметра 325 мм

На примере регрессионного уравнения (3.5) произведём расчёт критерия Фишера и оценим значимость коэффициентов регрессии.

Исходные данные для оценки регрессионного уравнения (3.5) представлены в таблице 3.5.

Расчет критерия Фишера и оценка значимости коэффициентов регрессии для других уравнений, приведенных в диссертационной работе, выполняется аналогично.

Предварительно проверим гипотезу нормальности распределения, при этом должно выполняться неравенство (1.30).

Таблица 3.5 – Исходные данные для оценки регрессионного уравнения (3.5)

№ п/п	x	y	$y_i - \bar{y}$	$\lvert y_i - \bar{y} \rvert$	$(y_i - \bar{y})^2$	$\tilde{y}$	$y_i - \tilde{y}$	$(y_i - \tilde{y})^2$
1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*	*8*	*9*
1	15	7307	4765	4765	22702167,8	7238	68	4671,7
2	20	3799	1258	1258	1581444,4	3836	-36	1323,0
3	25	2021	-521	521	271316,4	2033	-12	138,2
4	30	1055	-1486	1486	2209518,9	1077	-22	476,0
5	35	637	-1904	1904	3626545,3	571	67	4440,0
6	40	317	-2225	2225	4951578,7	303	14	198,9
7	15	7036	4494	4494	20196645,0	7238	-202	40909,7
8	20	3838	1296	1296	1679441,2	3836	2	4,0
9	25	2222	-320	320	102379,1	2033	189	35780,9
10	30	1101	-1441	1441	2075209,6	1077	24	579,3
11	35	581	-1961	1961	3845066,1	571	10	102,0
12	40	342	-2200	2200	4837988,4	303	40	1582,0
13	15	7196	4654	4654	21659478,8	7238	-42	1793,9
14	20	3958	1416	1416	2004667,0	3836	122	14868,2
15	25	2199	-343	343	117725,7	2033	166	27560,7
16	30	1227	-1315	1315	1728273,8	1077	150	22496,8
17	35	565	-1976	1976	3906335,1	571	-5	29,8
18	40	352	-2190	2190	4796252,5	303	49	2428,8
	Итого	45753		35764	102292033,7			159383,9

$$CAO = \frac{35764}{18} = 1986{,}9;$$

$$\bar{S} = \sqrt{\frac{102292033{,}7}{18-1}} = 2453{,}0;$$

$$\left| \frac{1986{,}9}{2453} - 0{,}7979 \right| < 0{,}4 \cdot \sqrt{18}, \; 0{,}012 < 1{,}697.$$

Условие выполняется, следовательно, гипотеза нормальности распределения выборки подтверждается.

$$\bar{y} = \frac{45753}{18} = 2542;$$

$$\bar{S}_{ост}^2 = \frac{159383,9}{18-1-1} = 9961;$$

$$\bar{S}_y^2 = \frac{102292033,7}{18-1} = 6017178;$$

$$F = \frac{6017178}{9961} = 604.$$

Проверка адекватности уравнения регрессии производится путем сравнения фактического критерия Фишера и табличного.

Табличное значение критерия Фишера $F^m_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F^m_{(17;16;10\%)}$ = 1,9205.

F> $F^m_{(n-1;n-2;p)}$, 604>1,9205, следовательно, уравнение (3.5) адекватно описывает опытные точки.

Произведем проверки значимости каждого коэффициента регрессионного уравнения (3.5).

Поскольку уравнение (3.5) нелинейное, необходимо произвести линеаризующие преобразования.

Формулы (1.38), (1.39), приведенные в п. 1.5, справедливы для линейной регрессии, описываемой уравнением y = a + b·x + ε.

Уравнение (3.5) имеет вид $y=a\cdot e^{-bx}$. Выполним логарифмирование левой и правой части уравнения:

$$\ln(y) = \ln(a \cdot e^{-bx});$$

$$\ln(y) = \ln(a) + \ln(e^{-bx});$$

$$\ln(y) = \ln(a) - bx.$$

Принимая y′ = ln(y), a′ = ln(a), получим линейное уравнение

$$y' = a' - bx. \qquad (3.6)$$

$$y' = 10{,}83265 - 0{,}127 \cdot x. \qquad (3.7)$$

Исходные данные для получения коэффициентов линейного регрессионного уравнения представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Исходные данные для проверки значимости коэффициентов регрессии

№ п/п	x	y	y′	x^2	y'^2	xy′	$\tilde{y}'$	$(y_i'-\bar{y}')^2$	$(y_i'-\tilde{y}')^2$
1	15	7307	8,897	225	79,148	133,448	8,928	2,42229	0,00097
2	20	3799	8,243	400	67,940	164,852	8,293	0,81441	0,00251
3	25	2021	7,611	625	57,932	190,283	7,658	0,07353	0,00215
4	30	1055	6,962	900	48,465	208,850	7,023	0,14325	0,00372
5	35	637	6,458	1225	41,700	226,013	6,388	0,77903	0,00488
6	40	317	5,758	1600	33,151	230,308	5,753	2,50419	0,00003
7	15	7036	8,859	225	78,478	132,882	8,928	2,30624	0,00474
8	20	3838	8,253	400	68,106	165,053	8,293	0,83265	0,00160
9	25	2222	7,706	625	59,384	192,653	7,658	0,13392	0,00235
10	30	1101	7,004	900	49,059	210,127	7,023	0,11285	0,00034
11	35	581	6,365	1225	40,509	222,763	6,388	0,95159	0,00053
12	40	342	5,836	1600	34,055	233,426	5,753	2,26352	0,00689
13	15	7196	8,881	225	78,877	133,219	8,928	2,37500	0,00215
14	20	3958	8,283	400	68,615	165,668	8,293	0,88975	0,00009
15	25	2199	7,696	625	59,223	192,391	7,658	0,12637	0,00144
16	30	1227	7,112	900	50,587	213,375	7,023	0,05183	0,00807
17	35	565	6,338	1225	40,164	221,813	6,388	1,00529	0,00251
18	40	352	5,863	1600	34,375	234,522	5,753	2,18183	0,01219
Всего	495		132,123	14925	989,768	3471,643	132,123	19,9674	0,05715

Средние значения:

$$\bar{y}' = \frac{495}{18} = 27{,}5;$$

$$\bar{x} = \frac{132{,}123}{18} = 7{,}340;$$

$$\overline{xy}' = \frac{3471{,}643}{18} = 192{,}86.$$

Выборочные дисперсии:

$$S^2(x) = \frac{14925}{18} - 27{,}5 = 801{,}67;$$

$$S^2(y') = \frac{989,768}{18} - 7,340 = 47,65.$$

Среднеквадратическое отклонение:

$$\sigma_x = \sqrt{801,67} = 28,31;$$

$$\sigma_{y'} = \sqrt{47,65} = 6,90.$$

Несмещенной оценкой дисперсии возмущений является величина:

$$S_{y'}^2 = \frac{0,05715}{18-1-1} - 7,340 = 0,003572;$$

Стандартная ошибка оценки дисперсии:

$$S_{y'} = \sqrt{0,003572} = 0,0598.$$

Стандартное отклонение случайной величины a′:

$$S_{a'} = 0,0598\frac{\sqrt{14925}}{18 \cdot 28,31} - 7,340 = 0,01433.$$

Стандартное отклонение случайной величины b:

$$S_b = \frac{0,0598}{\sqrt{18} \cdot 28,31} = 0,0004975.$$

Фактические значения t-критерия для оцениваемых коэффициентов регрессии:

$$t_{a'} = \frac{10,83265}{0,01433} = 456,1;$$

$$t_b = \left|\frac{-0,127}{0,0004975}\right| = 255,3.$$

Табличное значение распределения Стьюдента составляет 2,1098.

Поскольку фактическое значение t-критерия по модулю больше табличного, можно считать с доверительной вероятностью 0,95, что коэффициенты регрессионного уравнения являются статистически значимыми.

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (3.5):

– коэффициент корреляции r = 0,9992;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,9984;

– стандартная ошибка – S = 96,9;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

Из графиков, приведенных на рисунках 3.4 – 3.7 следует, что с увеличением продолжительности эксплуатации снижается переходное сопротивление изоляции. Коэффициент а регрессионных уравнений (3.2) - (3.5) при одной и той же продолжительности эксплуатации изменяется пропорционально диаметру, что подтверждает зависимость между начальным сопротивлением изоляции и диаметром газопровода, выраженную уравнением (1.17).

Начальное значение сопротивления изоляции трубопровода, Ом·м^2, в соответствии с [106] принимается равным $5 \cdot 10^4$ Ом·м.

Невязка значений начального сопротивления изоляции газопровода, полученных экспериментальным методом, со значениями, рассчитанными теоретически с использованием формулы (1.17), для газопроводов наружных диаметров 108, 159, 219 и 325 мм приведена в таблице 3.7. Поскольку невязка не превышает 5%, можно сделать вывод о том, что для диаметров, для которых нет эксплуатационных данных, начальное сопротивление изоляции газопровода может быть рассчитано с использованием формулы (1.17).

Анализ регрессионных уравнений (3.2) - (3.5) также показывает, что коэффициент, характеризующий скорость изменения сопротивления изоляции во времени коэффициент, для газопроводов 108, 159, 219 и 325 мм, одинаков и составляет 0,127 1/год.

Таблица 3.7 – Значения начального сопротивления изоляции газопроводов различных диаметров, рассчитанные теоретически и экспериментально

Параметр	Наружный диаметр газопровода, мм			
	108	159	219	325
Начальное сопротивление изоляции, рассчитанное теоретически $R_{изо}'$, Ом·м	147440	100148	72710	48996
Начальное сопротивление изоляции, полученное экспериментально $R_{изо}'$, Ом·м	148810	97115,1	72490,4	48636,1
Невязка, %	0,92	3,03	0,30	0,73

3.3 Метрологическое основание точности измерений

3.3.1 Погрешность измерения силы тока

Погрешность измерения силы тока оценивалась в соответствии с [153].

При определении силы тока возникают ошибки:

– погрешность прибора, $\sigma_{пр}$;

– погрешность округления, $\sigma_{окр}$;

– субъективная ошибка, $\sigma_{суб}$;

Согласно закону сложения ошибок, суммарная ошибка составляет

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{\sigma_{пр}^2 + \sigma_{окр}^2 + \sigma_{суб}^2}, \qquad (3.8)$$

Погрешность мультиметра DT-182 в соответствии с паспортом составляет 2,0%.

Ошибка округления определяется по формуле

$$\sigma_{окр} = \frac{\omega}{\sqrt{12}}, \qquad (3.9)$$

где ω - цена деления прибора.

$$\sigma_{окр} = \frac{0{,}1}{\sqrt{12}} = 0{,}03.$$

Субъективная ошибка составляет $\sigma_{суб}$ = 0,3%.

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{2^2 + 0{,}03^2 + 0{,}3^2} = 2{,}02\%.$$

Допустимая погрешность при измерении силы тока составляет 5%. Это дает возможность сделать вывод о том, что используемая в работе методика измерений позволяет получить достаточно достоверные результаты.

3.3.2 Погрешность измерения напряжения

Погрешность измерения напряжения оценивалась в соответствии с [153].

При определении напряжения возникают ошибки:

– погрешность прибора, $\sigma_{пр}$;

– погрешность округления, $\sigma_{окр}$;

– субъективная ошибка, $\sigma_{суб}$;

Суммарная ошибка определяется по формуле (3.8).

Погрешность мультиметра DT-9205A в соответствии с паспортом составляет 0,5%.

Ошибка округления определяется по формуле (3.9).

$$\sigma_{окр} = \frac{0{,}1}{\sqrt{12}} = 0{,}03.$$

Субъективная ошибка составляет $\sigma_{суб} = 0{,}3\%$.

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{0{,}5^2 + 0{,}03^2 + 0{,}3^2} = 0{,}58\%.$$

Допустимая погрешность при измерении напряжения составляет 5%.

3.3.3 Погрешность измерения геометрических характеристик газопровода

Погрешность измерения геометрических характеристик газопровода оценивалась в соответствии с [153].

При определении геометрических характеристик газопровода возникают ошибки:

– погрешность прибора, $\sigma_{пр}$;

– погрешность округления, $\sigma_{окр}$;

– субъективная ошибка, $\sigma_{суб}$;

Суммарная ошибка определяется по формуле (3.8).

Абсолютная погрешность при измерении диаметра газопровода циклометром UFM 950 составляет в соответствии с паспортом 0,7 мм.

Абсолютная погрешность при измерении диаметра газопровода циклометром UFM 2220 составляет в соответствии с паспортом 1,2 мм.

Для нахождения погрешности прибора определяется класс точности прибора К – выраженное в процентах отношение абсолютной погрешности Δx к предельному (номинальному) значению $x_{пр}$ измеряемой величины (наибольшему её значению), т.е.

$$K = \frac{\Delta x}{x_{пр}} \cdot 100\% . \qquad (3.10)$$

Для UFM 950 К = 0,7 / 950 · 100% = 0,07%;

для UFM 2220 К = 1,2 / 2220 · 100% = 0,05%;

Ошибка округления определяется по формуле (3.11).

$$\sigma_{окр} = \frac{0,1}{\sqrt{12}} = 0,03.$$

Субъективная ошибка составляет $\sigma_{суб}$ = 0,3%.

Для UFM 950 $\sigma_{\Sigma} = \sqrt{0,07^2 + 0,03^2 + 0,3^2} = 0,31\%.$

Для UFM 2220 $\sigma_{\Sigma} = \sqrt{0,05^2 + 0,03^2 + 0,3^2} = 0,31\%.$

3.3.4 Погрешность при вычислении переходного сопротивления изоляционного покрытия

Согласно закону сложения ошибок, суммарная ошибка составит

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{\sigma_{ит}^2 + \sigma_{ин}^2 + \sigma_{иг}^2}, \qquad (3.13)$$

где $\sigma_{ит}$ – погрешность при измерении силы тока;

$\sigma_{ин}$ – погрешность при измерении напряжения;

$\sigma_{иг}$ – погрешность при измерении геометрических характеристик газопровода.

$$\sigma_{\Sigma} = \sqrt{2{,}02^2 + 0{,}58^2 + 0{,}31^2} = 2{,}12\%.$$

Допустимая погрешность при вычислении переходного сопротивления изоляционного покрытия равна 5%. Это дает возможность сделать вывод о том, что используемая в настоящей работе методика измерений позволяет получить достоверные результаты.

3.4 Выводы по третьему разделу

1. На газопроводах наружного диаметра 108, 159, 219, 325 мм с весьма усиленной битумной изоляцией, находящихся в эксплуатации 15, 20, 25, 30, 35 и 40 лет, на лабораторной установке было определено переходное сопротивление изоляционного покрытия методом «мокрого контакта». Было установлено, что с увеличением продолжительности эксплуатации переходное сопротивление изоляции снижается.
2. Допустимая погрешность расчетов при определении переходного сопротивления изоляционного покрытия газопровода составляет 2,12%, следовательно, используемая в работе методика измерений позволяет получить достоверные результаты.

3. Невязка значений начального сопротивления изоляции газопровода, полученных экспериментальным методом «мокрого контакта», со значениями, рассчитанными теоретически с использованием формулы нормативной литературы, для наружных диаметров труб 108, 159, 219 и 325 мм не превышает 5%, следовательно, для газопроводов других диаметров, для которых нет эксплуатационных данных, начальное сопротивление изоляции газопровода может быть рассчитано по формуле (1.17).

РАЗДЕЛ 4
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СОСТОЯНИЯ МЕТАЛЛА И ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ГАЗОПРОВОДА НА УСРЕДНЕННЫЙ ПАРАМЕТР ПОТОКА ОТКАЗОВ

4.1 Анализ изменения состояния металла газопровода в зависимости от продолжительности эксплуатации и давления газа в газопроводе

Для прогнозирования технического состояния и оценки остаточного ресурса газопровода необходимыми являются данные о динамике изменения механических свойств металла труб в процессе эксплуатации.

В соответствии с [106] при длительной эксплуатации газопровода происходит снижение пластичности, выраженной в сближении величин предела текучести $\sigma_т$ и временного сопротивления $\sigma_в$.

Зависимость изменения начальных механических характеристик металла газопровода от продолжительности эксплуатации описывается степенной функцией ψ, выраженной формулой (1.20), включающей эмпирические коэффициенты a, b, c, e, отражающие процесс старения и определенные на основе экспериментальных данных путем их аппроксимации и в соответствии с критерием подобия процессов деформирования и разрушения металлов одной группы.

Анализ изменения состояния металла газопровода в зависимости от срока эксплуатации и давления газа проводился для газопроводов низкого, среднего и высокого давления второй категории, на которых фиксировались утечки, для условий г. Горловка, где среднегодовая температура грунта принята 10,8 °С [155].

Эмпирические коэффициенты a, b, c, e, $a_т$, $b_т$, $c_т$, а также минимальные значения механических характеристик труб выбраны в соответствии с группой стали А и представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры для расчета фактических механических свойств металла по пластичности

Параметр	Величина для стали	
	группы А	группы Б
a	0,4779	0,56251
b	0,0046703	0,005922
c	0,222073	0,237626
e	0,019853	0,019036
$a_т$	0,00000783	-0,00000787
$b_т$	0,000325	0,000365
$c_т$	-0,0000105	-0,0000121
$\sigma_{т0}$	216	196
$\sigma_{в0}$	362	314
$\alpha_{н0}$	78,4	78,4

Пример расчета снижения пластичности металла газопроводов низкого давления представлен ниже. Для остальных категорий давлений расчет выполняется аналогично.

Расчет поправочных коэффициентов k_1 и k_2 для условий эксплуатации, отличных от стандартных, производится по формулам (1.21), (1.22).

Снижение пластичности металла рассчитывается за периоды эксплуатации 15, 21, 27, 33, 39, 45, 51 и 54 года.

$\Delta T = 10{,}8 - 20 = -9{,}2°C$;

$\Delta P = 0{,}005 - 1{,}2 = -1{,}195$ МПа;

при t = 15 лет

$k_1 = (0{,}00000783 \cdot 10{,}8 + 0{,}000325 + (-0{,}0000105) \cdot 15) \cdot (-9{,}2) = -0{,}00232$;

$k_2 = 0{,}000625 \cdot 15 \cdot (-1{,}195) = -0{,}0112$;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 15 + 0{,}019853 \cdot 15^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 15 + 0{,}0046703 \cdot 15^2} + (-0{,}00232) + (-0{,}0112) = 0{,}6549;$$

при t = 21 год

$k_1 = (0{,}00000783 \cdot 10{,}8 + 0{,}000325 + (-0{,}0000105) \cdot 21) \cdot (-9{,}2) = -0{,}00174$;

$k_2 = 0{,}000625 \cdot 21 \cdot (-1{,}195) = -0{,}01568$;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 21 + 0{,}019853 \cdot 21^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 21 + 0{,}0046703 \cdot 21^2} + (-0{,}00174) + (-0{,}01568) = 0{,}6589;$$

при t = 27 лет

k_1 = (0,00000783·10,8 + 0,000325 + (-0,0000105)·27)· (-9,2) = -0,00116;

k_2 = 0,000625·27·(-1,195) = -0,02017;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 27 + 0{,}019853 \cdot 27^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 27 + 0{,}0046703 \cdot 27^2} + (-0{,}00116) + (-0{,}02017) = 0{,}6659;$$

при t = 33 года

k_1 = (0,00000783·10,8 + 0,000325 + (-0,0000105)·33)· (-9,2) = -0,00058;

k_2 = 0,000625·33·(-1,195) = -0,02465;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 33 + 0{,}019853 \cdot 33^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 33 + 0{,}0046703 \cdot 33^2} + (-0{,}00058) + (-0{,}02465) = 0{,}6757;$$

при t = 39 лет

k_1 = (0,00000783·10,8 + 0,000325 + (-0,0000105)·39)· (-9,2) = = - 0,00000059;

k_2 = 0,000625·39·(-1,195) = -0,02913;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 39 + 0{,}019853 \cdot 39^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 39 + 0{,}0046703 \cdot 39^2} + (-0{,}00000059) + (-0{,}02913) = 0{,}6882;$$

при t = 45 лет

k_1 = (0,00000783·10,8 + 0,000325 + (-0,0000105)·45)· (-9,2) = -0,00058;

k_2 = 0,000625·45·(-1,195) = -0,03361;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 45 + 0{,}019853 \cdot 45^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 45 + 0{,}0046703 \cdot 45^2} + (-0{,}00058) + (-0{,}03361) = 0{,}7032;$$

при t = 51 год

k_1 = (0,00000783·10,8 + 0,000325 + (-0,0000105)·51)· (-9,2) = -0,00116;

k_2 = 0,000625·51·(-1,195) = -0,03809;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 51 + 0{,}019853 \cdot 51^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 51 + 0{,}0046703 \cdot 51^2} + (-0{,}00116) + (-0{,}03809) = 0{,}7206;$$

при t = 54 года

k_1 = (0,00000783·10,8 + 0,000325 + (-0,0000105)·54)· (-9,2) = -0,00145;

k_2 = 0,000625·54·(-1,195) = -0,04033;

$$\psi = \frac{245 + 0{,}222073 \cdot 54 + 0{,}019853 \cdot 54^2}{370 + 0{,}4779 \cdot 54 + 0{,}0046703 \cdot 54^2} + (-0{,}00145) + (-0{,}04033) = 0{,}7302.$$

Расчет снижения пластичности металла производился для газопроводов всех давлений, на которых фиксировались повреждения. Результаты расчетов снижения пластичности металла газопроводов низкого, среднего и высокого давления второй категории в зависимости от продолжительности эксплуатации сводятся в таблицу 4.2.

Данные таблицы 4.2 показывают, что пластичность металла постепенно снижается с увеличением продолжительности эксплуатации.

Для оценки влияния давления в газопроводе на снижение пластичности металла произведем сравнение величины снижения пластичности для одних и тех же продолжительностей эксплуатации при низком и среднем (δ_1) и низком и высоком давлении второй категории (δ_2) газа в газопроводе по формулам

$$\delta_1 = \frac{\psi_{сд} - \psi_{нд}}{\psi_{сд}} \cdot 100\%; \qquad (4.1)$$

$$\delta_2 = \frac{\psi_{вд} - \psi_{нд}}{\psi_{вд}} \cdot 100\%, \qquad (4.2)$$

где $\psi_{нд}$, $\psi_{сд}$, $\psi_{вд}$ – величина снижения пластичности соответственно в газопроводе низкого, среднего и высокого давления при заданном значении продолжительности эксплуатации.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 4.3.

Как видно из таблицы 4.3, снижение пластичности металла при максимальном значении продолжительности эксплуатации Т = 54 года для газопроводов низкого и высокого давления второй категории не отличается более, чем на 5%, что позволяет сделать вывод о том, что давление газа не имеет существенного влияния на изменение пластичности металла труб.

Таблица 4.2 – Снижение пластичности металла газопроводов низкого, среднего и высокого давления в зависимости от продолжительности эксплуатации

Параметры	Значение параметров при продолжительности эксплуатации Т, лет, и давлении газа							
	Низкое давление (до 0,005 МПа)							
	15	21	27	33	39	45	51	54
ΔT,°C	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2
ΔP, МПа	-1,195	-1,195	-1,195	-1,195	-1,195	-1,195	-1,195	-1,195
k_1	-0,00232	-0,00174	-0,00116	-0,00058	-0,00000059	0,00058	0,00116	0,00145
k_2	-0,01120	-0,01568	-0,02017	-0,02465	-0,02913	-0,03361	-0,03809	-0,04033
ψ	0,6549	0,6589	0,6659	0,6757	0,6882	0,7032	0,7206	0,7302
	Среднее давление (0,005 – 0,3 МПа)							
ΔT,°C	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2
ΔP, МПа	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9
k_1	-0,00232	-0,00174	-0,00116	-0,00058	-0,00000059	0,00058	0,00116	0,00145
k_2	-0,00844	-0,01181	-0,01519	-0,01856	-0,02194	-0,02531	-0,02869	-0,03038
ψ	0,6576	0,6628	0,6708	0,6817	0,6953	0,7115	0,7300	0,7402
	Высокое давление II категории (0,3-0,6 МПа)							
ΔT,°C	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2	-9,2
ΔP, МПа	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6	-0,6
k_1	-0,00232	-0,00174	-0,00116	-0,00058	-0,00000059	0,00058	0,00116	0,00145
k_2	-0,00563	-0,00788	-0,01013	-0,01238	-0,01463	-0,01688	-0,01913	-0,02025
ψ	0,6604	0,6667	0,6759	0,6879	0,7027	0,7199	0,7396	0,7503

Таблица 4.3 – Сравнение величины снижения пластичности газопровода

Невязка	Снижение пластичности газопроводов δ, %, при продолжительности эксплуатации Т, лет							
	15	21	27	33	39	45	51	54
δ_1	0,41	0,59	0,73	0,88	1,02	1,17	1,29	1,35
δ_2	0,83	1,17	1,48	1,77	2,06	2,32	2,57	2,68

В качестве оценки состояния металла выбрано снижение его пластичности [92] при низком давлении, поскольку большая часть газопроводов в газовом хозяйстве г. Горловки составляют газопроводы низкого давления (40%).

С помощью программы Curve Expert Professional получена зависимость параметра пластичности металла газопровода ψ (при низком давлении газа) от продолжительности эксплуатации Т, лет, в виде регрессионного уравнения (Bleasdale Model)

$$\psi = (16{,}6 - 0{,}18 \cdot T)^{-\frac{1}{6{,}11}}. \qquad (4.3)$$

На рисунке 4.1 показано, как зависимость (4.3) аппроксимирует данные, представленные в таблице 4.2 для низкого давления газа.

Статистические характеристики полученного регрессионного уравнения (4.3):

– коэффициент корреляции r = 0,9958;

– коэффициент детерминации r^2 = 0,9916;

– стандартная ошибка – S = $2{,}858 \cdot 10^{-3}$;

– значимость параметров – все значимые (доверительная вероятность P = 0,95).

Проверка адекватности уравнения регрессии производилась с использованием критерия Фишера, рассчитанного по формуле (1.35) согласно [144], $S_{от}^2 = 8{,}1654 \cdot 10^{-6}$; $S_у^2 = 0{,}4794$; F = 58710.

Табличное значение критерия Фишера $F^{m}_{(n-1;n-2;p)}$ составляет $F_{(7;6;10\%)}{}^{T}$ = 2,0145.

Поскольку фактическое значение критерия Фишера больше табличного, 58710 > 2,0145, уравнение (4.3) адекватно описывает опытные точки.

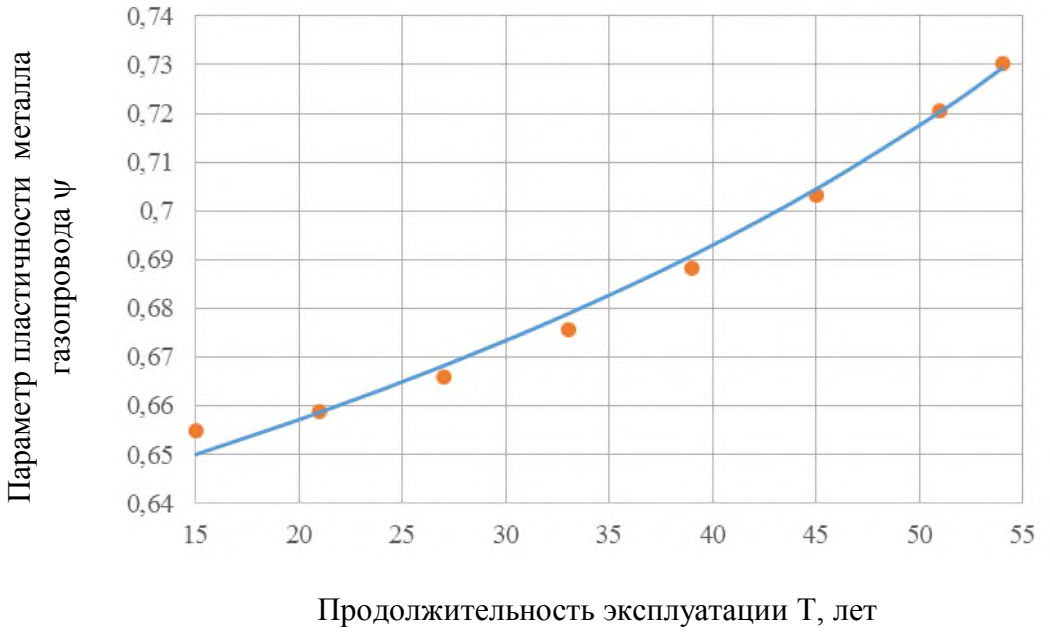


Рисунок 4.1 – Зависимость параметра пластичности металла газопровода ψ от продолжительности эксплуатации Т при низком давлении газа

4.2 Расчет толщины стенок труб в зависимости от условий прокладки газопроводов

Ввиду того, что давление газа – один из факторов, определяющих напряженное состояние труб, произведем расчет минимальных толщин стенок газопровода, при которых выполняется условие обеспечения прочности при обеспечении эксплуатационной надежности.

Оценка влияния давления газа на толщину стенок труб выполняется расчетом в соответствии с требованиями по формуле (1.25) согласно [107].

Номинальная величина толщины стенки газопровода принимается равной ближайшей большей по стандартам или техническим условиям на трубы, допускаемые [108].

Определяется толщина стенки газопроводов для наружных диаметров 57, 76, 89, 108, 114, 133,159, 219, 325, 426 и 530 мм при низком, среднем и высоком (II категории) давлении газа. Результаты расчета сводятся соответственно в таблицы 4.4, 4.5 и 4.6.

Как видно из расчетных таблиц, фактическая толщина стенки газопровода больше требуемой, следовательно условие обеспечения прочности выполнено.

Таким образом, давление газа в стальных подземных распределительных газопроводах незначительно влияет на толщину стенки трубы, принимаемой по строительным нормам, вследствие чего не оказывает влияния на параметр потока отказов.

4.3 Анализ состояния изоляции газопровода в зависимости от срока его эксплуатации

В процессе эксплуатации газопроводов при воздействии окружающего грунта изменяется состояние изоляции труб.

Изменение величины переходного сопротивления газопровода в зависимости от срока эксплуатации рассчитывается по формуле (1.16).

В разделе 3 для газопроводов наружного диаметра 108, 159, 219 и 325 мм была экспериментально определена постоянная времени старения защитного покрытия, равная 0,127 1/год.

Сопротивление растеканию тока трубопровода R_p' на единицу длины, Ом·м, определяется решением трансцендентного уравнения (1.18) методом подбора, обеспечивающего равенство левой и правой части с точностью до 0,5 [83].

Таблица 4.4 – Расчет минимальной толщины стенки труб для различных наружных диаметров газопроводов при низком давлении газа (до 0,005 МПа)

Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Значения параметров при наружных диаметрах газопроводов D, мм											
			57	76	89	108	114	133	159	219	273	325	426	530
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Коэффициент надежности по нагрузке	γ_f	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Коэффициент несущей способности труб	η	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды	p_n	МПа	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005	0,005
Нормативное сопротивление материала труб по временному сопротивлению	R_{un}	Н/мм^2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Нормативное сопротивление материала труб по пределу текучести	R_{yn}	Н/мм^2	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Коэффициент условий работы трубопровода	γ_c	-	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Коэффициент надежности по временному сопротивлению материала труб при температуре 20 °С	γ_{mu}	-	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Коэффициент надежности по пределу текучести материала труб при температуре 20 °С	γ_{my}	-	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	γ_n	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по временному сопротивлению	γ_{tu}	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по пределу текучести	γ_{ty}	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расчетное сопротивление материала труб по временному сопротивлению	R_u	Н/мм^2	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44
Расчетное сопротивление материала труб по пределу текучести	R_y	Н/мм^2	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17
Расчетное сопротивление материала труб	R	Н/мм^2	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17
Расчетная толщина стенки трубы	δ	мм	0,0013	0,0018	0,0021	0,0025	0,0027	0,0031	0,0037	0,0051	0,0064	0,0076	0,0100	0,0124
Фактическая толщина стенки трубы	$\delta_ф$	мм	4	4	4	4	4	6	6	7	7	8	9	10

Таблица 4.5 – Расчет минимальной толщины стенки труб для различных наружных диаметров газопроводов при среднем давлении газа (до 0,3 МПа)

Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Значения параметров при наружных диаметрах газопроводов D, мм											
			57	76	89	108	114	133	159	219	273	325	426	530
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Коэффициент надежности по нагрузке	γ_f	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Коэффициент несущей способности труб	η	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды	p_n	МПа	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Нормативное сопротивление материала труб по временному сопротивлению	R_{un}	Н/мм^2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Нормативное сопротивление материала труб по пределу текучести	R_{yn}	Н/мм^2	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Коэффициент условий работы трубопровода	γ_c	-	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Коэффициент надежности по временному сопротивлению материала труб при температуре 20 °С	γ_{mu}	-	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Коэффициент надежности по пределу текучести материала труб при температуре 20 °С	γ_{my}	-	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	γ_n	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по временному сопротивлению	γ_{tu}	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по пределу текучести	γ_{ty}	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расчетное сопротивление материала труб по временному сопротивлению	R_u	Н/мм^2	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44
Расчетное сопротивление материала труб по пределу текучести	R_y	Н/мм^2	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17
Расчетное сопротивление материала труб	R	Н/мм^2	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17
Расчетная толщина стенки трубы	δ	мм	0,0800	0,107	0,125	0,152	0,16	0,187	0,223	0,308	0,383	0,456	0,598	0,744
Фактическая толщина стенки трубы	$\delta_ф$	мм	4	4	4	4	4	6	6	7	7	8	9	10

Таблица 4.6 – Расчет минимальной толщины стенки труб для различных наружных диаметров газопроводов при высоком давлении газа второй категории (до 0,6 МПа)

Наименование параметра	Обозначение	Единица измерения	Значения параметров при наружных диаметрах газопроводов D, мм											
			57	76	89	108	114	133	159	219	273	325	426	530
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Коэффициент надежности по нагрузке	γ_f	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Коэффициент несущей способности труб	η	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Рабочее (нормативное) давление транспортируемой среды	p_n	МПа	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Нормативное сопротивление материала труб по временному сопротивлению	R_{un}	Н/мм^2	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370	370
Нормативное сопротивление материала труб по пределу текучести	R_{yn}	Н/мм^2	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245	245
Коэффициент условий работы трубопровода	γ_c	-	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Коэффициент надежности по временному сопротивлению материала труб при температуре 20 °С	γ_{mu}	-	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47
Коэффициент надежности по пределу текучести материала труб при температуре 20 °С	γ_{my}	-	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Коэффициент надежности по ответственности трубопровода	γ_n	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по временному сопротивлению	γ_{tu}	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Поправочный коэффициент надежности по материалу труб при расчетной температуре эксплуатации в расчетах по пределу текучести	γ_{ty}	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Расчетное сопротивление материала труб по временному сопротивлению	R_u	Н/мм^2	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44	138,44
Расчетное сопротивление материала труб по пределу текучести	R_y	Н/мм^2	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17
Расчетное сопротивление материала труб	R	Н/мм^2	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17	117,17
Расчетная толщина стенки трубы	δ	мм	0,160	0,213	0,249	0,302	0,319	0,372	0,445	0,613	0,765	0,910	1,193	1,484
Фактическая толщина стенки трубы	$\delta_ф$	мм	4	4	4	4	4	6	6	7	7	8	9	10

Среднее удельное сопротивление грунта $\rho_г$ составляет 60 Ом·м (грунт – суглинки). Глубина укладки стального подземного распределительного газопровода $H_т$ составляет 0,8 м.

Продольное сопротивление трубопровода $R_т$ определяется по формуле (1.19).

Удельное электрическое сопротивление материала трубы $\rho_т$ определяется в зависимости от марки стали Ст3 по таблице 7.2 [83] и составляет $2{,}18 \cdot 10^{-7}$ Ом·м. Результаты расчета значений продольного сопротивление трубопровода приведены в таблице 4.7.

Решение трансцендентного уравнения (1.18) производится инструментом «Подбор параметра» в Microsoft Excel.

В качестве примера рассчитаем значение сопротивления растеканию тока трубопровода наружным диаметром 57 мм.

На подготовительном этапе рассчитывается продольное сопротивление газопровода.

В ячейку E1 вводится значение среднего удельного сопротивления грунта, E2 – глубина укладки газопровода, E3 – удельное электрическое сопротивление материала трубы, E4 – наружный диаметр газопровода, E5 – толщина стенки газопровода.

В ячейке E6 производится расчет продольного сопротивления газопровода по формуле (1.19). Для этого в ячейку E6 вводится формула = E4/(3,14*(E5-E6)*E6).

Уравнение (1.18) преобразовывается до вида (4.3), при котором правая часть уравнения равна нулю

$$\frac{\rho_г}{2 \cdot \pi} \cdot \ln \frac{0{,}4 \cdot \pi \cdot R_p'}{D_m \cdot H_m \cdot R_m} - R_p' = 0, \qquad (4.4)$$

Книга для выполнения расчета сопротивление растеканию тока трубопровода представлена на рисунке (4.1).

Таблица 4.7 – Изменение величины переходного сопротивления газопровода в зависимости от срока эксплуатации

Наружный диаметр газопровода D, м	Толщина стенки газопровода $\delta_т$, мм	Продольное сопротивление трубопровода $R_т$, Ом/м	Сопротивление растеканию тока трубопровода $R_р'$, Ом·м	Начальное значение сопротивления изоляции трубопровода $R_{изо}'$, Ом·м	Значение величины переходного сопротивления газопровода $R_п'$, Ом·м, в зависимости от продолжительности эксплуатации Т, лет							
					15	21	27	33	39	45	51	54
57	4	$0{,}327485 \cdot 10^{-3}$	156,6	279361	41732	19561	9213	4384	2130	1077	586	450
76	4	$0{,}241065 \cdot 10^{-3}$	156,8	209521	31338	14710	6949	3327	1636	847	479	377
89	4	$0{,}204196 \cdot 10^{-3}$	156,9	178916	26784	12584	5957	2864	1420	747	432	345
108	4	$0{,}166891 \cdot 10^{-3}$	157,0	147440	22303	10493	4981	2409	1208	647	386	313
114	4	$0{,}157788 \cdot 10^{-3}$	160,9	139680	20949	9863	4689	2274	1147	621	376	308
133	6	$9{,}11112 \cdot 10^{-5}$	161,0	119726	17979	8477	4042	1973	1007	556	345	287
159	6	$7{,}56283 \cdot 10^{-5}$	161,1	100148	14614	6907	3310	1631	847	481	311	263
219	7	$4{,}67835 \cdot 10^{-5}$	162,7	72710	10951	5198	2513	1260	675	402	274	239
273	7	$3{,}72861 \cdot 10^{-5}$	162,8	58328	8843	4214	2054	1045	575	355	253	224
325	8	$2{,}73765 \cdot 10^{-5}$	164,2	48996	7402	3542	1741	900	508	324	239	215
426	9	$1{,}84990 \cdot 10^{-5}$	165,4	37379	5728	2762	1377	731	429	289	223	205
530	10	$1{,}33513 \cdot 10^{-5}$	166,5	30044	4638	2253	1141	621	379	266	213	198

В ячейку (D10) вводится левая часть уравнения (4.4) =ОКРУГЛ(E2/2/3,14*LN(0,4*3,14*C10/(E5*E3*E7))-C10;1), а в другую ячейку (C10) – некоторое ориентировочное значение, например, 10.

После нажатия Enter в ячейке D10 получим значение 120,3.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	№ п/п	Величина	Обозначение	Единица измерения	Значение			
2	1	Среднее удельное сопротивление грунта	$\rho_г$	Ом· м	60			
3	2	Глубина укладки газопровода	$H_т$	м	0,8			
4	3	Удельное электрическое сопротивление материала трубы	$\rho_т$	Ом· м	0,000000218			
5	4	Наружный диаметр газопровода	$D_т$	м	0,057			
6	5	Толщина стенки газопровода	$\delta_т$	м	0,004			
7	6	Продольное сопротивление трубопровода	Rт	Ом/м	0,000327485			
8								
9								
10			1	=ОКРУГЛ(E2/2/3,14*LN(0,4*3,14*C10/(E5*E3*E7))-C10;1)				

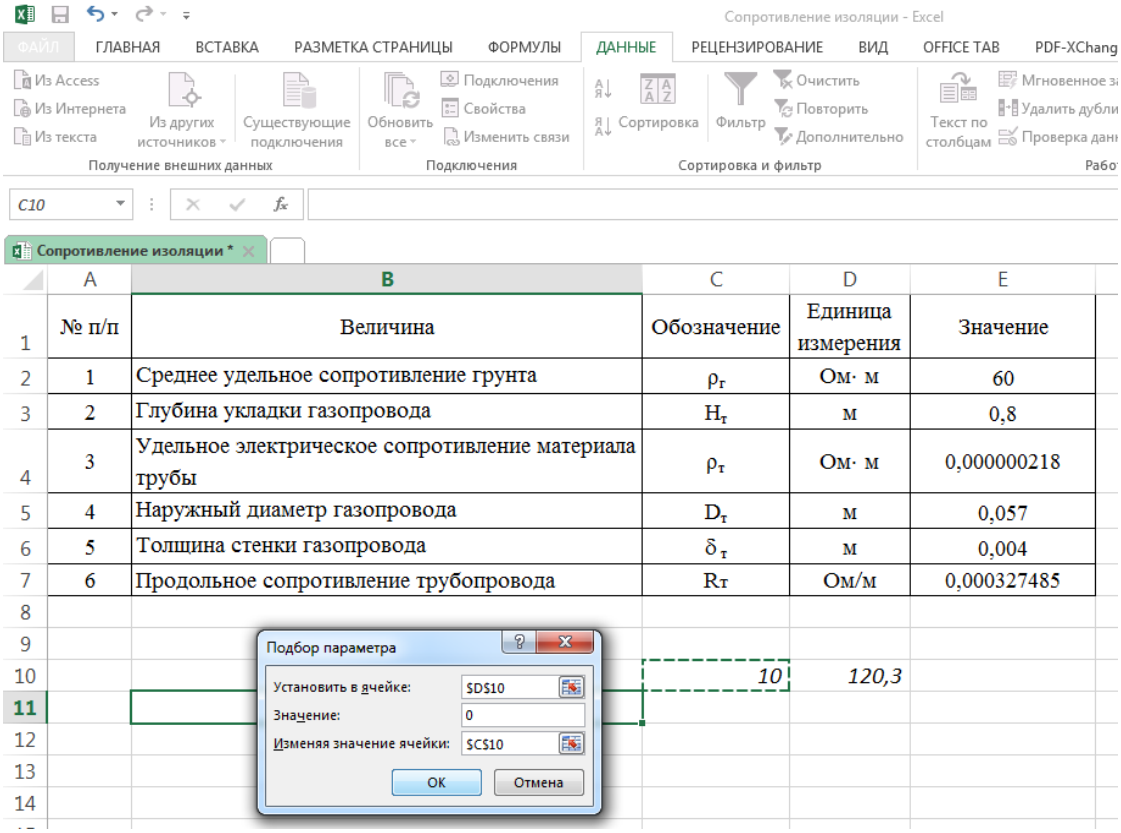
Рисунок 4.1 – Окно программы Microsoft Excel с листом для расчета сопротивления растеканию тока трубопровода

Для решения трансцендентного уравнения (1.18) воспользуемся инструментом «Подбор параметра», а именно, в открытой книге Excel на основной панели (Лента) выбираем Данные – Работа с данными – Анализ "что-если" – Подбор параметра. Появляется диалоговое окно Подбор параметра.

В открывшемся окне, представленном на рисунке 4.2, вводится искомое значение функции и адрес изменяемой ячейки, а именно в строке «Установить в ячейке» $D$10, в строке «Значение» 0, в строке «Изменяя значение ячейки» $C$10. После нажатия кнопки ОК в ячейке C10 получим значение 156,6.

При определении изменения сопротивления изоляции трубопровода с течением времени начальное значение сопротивления изоляции трубопровода на единицу площади принимается равным $5 \cdot 10^4$ Ом·м^2 для битумных мастик согласно [106]. Начальное значение сопротивления изоляции трубопровода на единицу длины $R_{изо}'$, Ом·м, определяется по формуле (1.17).

Расчет изменение величины переходного сопротивления газопровода различных наружных диаметров в зависимости от срока эксплуатации труб приведен в таблице 4.7.



№ п/п	Величина	Обозначение	Единица измерения	Значение
1	Среднее удельное сопротивление грунта	$\rho_г$	Ом· м	60
2	Глубина укладки газопровода	$H_т$	м	0,8
3	Удельное электрическое сопротивление материала трубы	$\rho_т$	Ом· м	0,000000218
4	Наружный диаметр газопровода	$D_т$	м	0,057
5	Толщина стенки газопровода	$\delta_т$	м	0,004
6	Продольное сопротивление трубопровода	Rт	Ом/м	0,000327485

Рисунок 4.2 – Окно программы Microsoft Excel с инструментом «Подбор параметра» для расчета сопротивления растеканию тока трубопровода

На основании данных таблицы 4.7 с помощью программы Curve Expert Professional получена зависимость переходного сопротивления газопровода $R_п'$ от продолжительности эксплуатации T для различных наружных диаметров газопровода в виде регрессионного уравнения

$$R_n' = (a + b \cdot T)^{-\frac{1}{c}}. \qquad (4.5)$$

Коэффициенты a, b, c полученных уравнений регрессии, коэффициенты корреляции r, коэффициенты детерминации r^2, значения общей $\bar{S}_y^2$ и остаточной $\bar{S}_{ост}^2$ дисперсии, критерия Фишера F и стандартной ошибки S представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Коэффициенты уравнения регрессии (4.4), коэффициенты корреляции, детерминации, общей и остаточной дисперсии, значение критерия Фишера и стандартной ошибки для различных диаметров газопроводов

Наружный диаметр газопровода, мм	Коэффициенты уравнения регрессии			Коэффициент корреляции r	Коэффициент детерминации r^2	Остаточная дисперсия $\bar{S}_{ост}^2$	Общая дисперсия $\bar{S}_y^2$	Стандартная ошибка S	Критерий Фишера F
	a	b	c						
57	0,6735972	0,0028864	0,0312818	0,99	0,98	3960	207394713	62,93	52375
76	0,4301105	0,0044331	0,0675985	0,99	0,98	15231	116659526	123,41	7659
89	0,4276613	0,0044994	0,0689279	0,99	0,98	10029	85068227	100,14	8483
108	0,4223754	0,0045868	0,0709940	0,99	0,98	6271	58847568	79,19	9384
114	0,4175580	0,0046270	0,0723074	0,99	0,98	5367	51848678	73,26	9660
133	0,4081062	0,0047194	0,0751414	0,99	0,98	3912	38092907	62,55	9737
159	0,1486177	0,0048512	0,1571625	0,99	0,98	18171	25063431	134,80	1379
219	0,1476483	0,0049602	0,1617231	0,99	0,98	7899	13964580	88,88	1768
273	0,1786168	0,0051863	0,1496951	0,99	0,98	3284	9041117	57,31	2753
325	0,1977863	0,0052954	0,1439708	0,99	0,98	2151	6286152	46,38	2922
426	0,0695861	0,0043492	0,231463	0,99	0,98	2830	3713028	53,20	1312
530	0,0550008	0,0041093	0,2544194	0,99	0,98	1984	2398809	44,54	1209

Проверка адекватности уравнения регрессии (4.5) производилась по значению критерия Фишера. Табличное значение критерия Фишера составляет $F_{(7;6;10\%)}^{т}$ = 2,0145. Поскольку фактические значения критерия Фишера больше табличного, уравнение (4.5) адекватно описывает опытные точки.

Значимость коэффициентов регрессии была проверена с помощью критерия Стьюдента, с доверительной вероятностью 0,95 можно считать, что коэффициенты регрессии значимы.

Из анализа данных таблицы 4.7 следует, что с увеличением срока эксплуатации снижается значение величины переходного сопротивления газопровода, причем за каждые последующие шесть лет величина переходного сопротивления уменьшается примерно вдвое.

4.4 Зависимость усредненного параметра потока отказов газопровода от состояния металла и переходного сопротивления газопровода

Получение зависимости усредненного параметра потока отказов от состояния металла и изоляционного покрытия производится на основании расчетов снижения пластичности металла газопроводов по уравнению (4.3) и величины переходного сопротивления газопровода по уравнению (4.5) при продолжительности эксплуатации 17,5, 23,5, 29,5, 35,5 и 41,5 лет. Значения усредненного параметра потока отказов принимались по опытным данным (таблица 2.8) в зависимости от наружного диаметра газопровода и продолжительности его эксплуатации.

Исходные данные для вывода зависимости усредненного параметра потока отказов газопровода от состояния металла и переходного сопротивления газопровода представлены в таблице 4.9.

Зависимости усредненного параметра потока отказов от состояния металла и переходного сопротивления газопровода были определены для каждого диаметра газопровода, на котором фиксировались утечки газа.

Таблица 4.9 – Усредненный параметр потока отказов при заданных наружных диаметрах, продолжительности эксплуатации, снижении пластичности металла и переходном сопротивлении газопровода

Наружный диаметр газопровода D, мм	Продолжительность эксплуатации T, лет	Снижение пластичности металла ψ	Переходное сопротивление газопровода $R_п'$, Ом·м	Усредненный параметр потока отказов ω, 1/(м·год)
1	2	3	4	5
57	17,5	0,6535	30318	0,00025368
	23,5	0,6625	14242	0,00025368
	29,5	0,6725	6808	0,00025368
	35,5	0,6837	3309	0,00038052
	41,5	0,6963	1634	0,00054951
76	17,5	0,6535	22654	0,00019357
	23,5	0,6625	10643	0,00019357
	29,5	0,6725	5187	0,00019357
	35,5	0,6837	2614	0,00031456
	41,5	0,6963	1358	0,00055468
89	17,5	0,6535	19372	0,00015015
	23,5	0,6625	9119	0,00015015
	29,5	0,6725	4455	0,00015840
	35,5	0,6837	2251	0,00020503
	41,5	0,6963	1173	0,00030066
108	17,5	0,6535	16142	0,00005582
	23,5	0,6625	7618	0,00006716
	29,5	0,6725	3735	0,00008591
	35,5	0,6837	1895	0,00012625
	41,5	0,6963	992	0,00024625
114	17,5	0,6535	15166	0,00006353
	23,5	0,6625	7168	0,00006353
	29,5	0,6725	3521	0,00006353
	35,5	0,6837	1790	0,00008518
	41,5	0,6963	940	0,00012821
133	17,5	0,6535	13024	0,00003047
	23,5	0,6625	6173	0,00003047
	29,5	0,6725	3044	0,00006094
	35,5	0,6837	1556	0,00006094
	41,5	0,6963	821	0,00013469
159	17,5	0,6535	10455	0,00002011
	23,5	0,6625	4951	0,00002011
	29,5	0,6725	2537	0,00003509
	35,5	0,6837	1385	0,00006363
	41,5	0,6963	797	0,00010051

Продолжение таблицы 4.9

1	2	3	4	5
219	17,5	0,6535	7856	0,00003457
	23,5	0,6625	3752	0,00003457
	29,5	0,6725	1939	0,00003457
	35,5	0,6837	1068	0,00004534
	41,5	0,6963	620	0,00005181
273	17,5	0,6535	6388	0,00002119
	23,5	0,6625	3077	0,00002119
	29,5	0,6725	1593	0,00002119
	35,5	0,6837	875	0,00002119
	41,5	0,6963	505	0,00003391
325	17,5	0,6535	5362	0,00000451
	23,5	0,6625	2607	0,00000451
	29,5	0,6725	1357	0,00000451
	35,5	0,6837	747	0,00000677
	41,5	0,6963	431	0,00001083
426	17,5	0,6535	4113	0,00000715
	23,5	0,6625	2019	0,00000715
	29,5	0,6725	1096	0,00000715
	35,5	0,6837	642	0,00000715
	41,5	0,6963	399	0,00001144
530	17,5	0,6535	3339	0,00001908
	23,5	0,6625	1662	0,00001908
	29,5	0,6725	919	0,00001908
	35,5	0,6837	549	0,00001948
	41,5	0,6963	348	0,00001972

При помощи программы Curve Expert Professional было получено, что зависимость усредненного параметра потока отказов от снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода можно описать уравнением

$$\omega = a + b\psi + cR_п' + d\psi^2 + eR_п'^2. \qquad (4.6)$$

Проверка значимости уравнений регрессии производилась с использованием числа Фишера, рассчитанного по [144]. Табличное значение числа Фишера составляет $F_{(4;2;10)}^{т} = 9{,}2434$.

Коэффициенты a, b, c, d, e полученного уравнения регрессии (4.6), коэффициенты корреляции r, коэффициенты детерминации r^2, значения

общей $\overline{S}_y^2$ и остаточной $\overline{S}_{ост}^2$ дисперсии, критерия Фишера F и стандартной ошибки S представлены в таблице 4.10.

На рисунке 4.3 показано, как для диаметра 57 мм полученная зависимость (4.6) аппроксимирует данные таблицы 4.9.

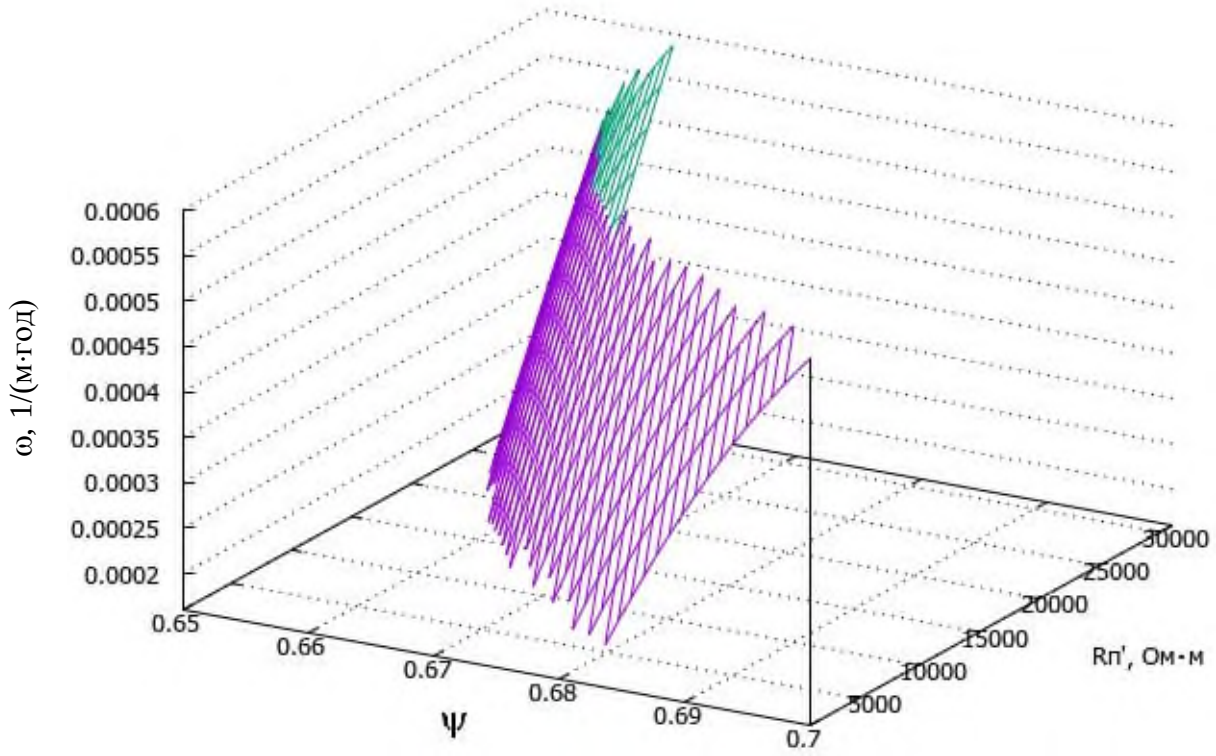


Рисунок 4.3 – Зависимость усредненного параметра потока отказов от снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода для наружного диаметра труб 57 мм

Зависимость усредненного параметра потока отказов от снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода позволяет определять значение усредненного параметра потока отказов при известных значениях снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода полученных и в результате расчетов для произвольного момента времени, и по результатам комплексного приборного обследования.

Таблица 4.10 – Коэффициенты уравнения регрессии (4.6), коэффициенты корреляции, детерминации, общей и остаточной дисперсии, значение критерия Фишера и стандартной ошибки для различных диаметров газопроводов

Наружный диаметр газопровода, мм	Коэффициенты уравнения регрессии					Коэффициент корреляции r	Коэффициент детерминации r^2	Остаточная дисперсия $\bar{S}^2_{ост}$	Общая дисперсия $\bar{S}^2_y$	Стандартная ошибка S	Критерий Фишера F
	a	b	c	d	e						
57	-0,2009444	0,5600579	$7{,}974\cdot10^{-8}$	-0,3890025	$-1{,}1849\cdot10^{-12}$	0,99	0,98	$3{,}96\cdot10^{-12}$	$1{,}70\cdot10^{-8}$	$1{,}99\cdot10^{-6}$	4284
76	0,0509802	-0,1704208	$5{,}049\cdot10^{-8}$	0,1406092	$-1{,}1873\cdot10^{-12}$	0,99	0,98	$5{,}49\cdot10^{-13}$	$2{,}46\cdot10^{-8}$	$7{,}41\cdot10^{-7}$	44840
89	0,0509427	-0,1551632	$7{,}845\cdot10^{-9}$	0,1183689	$-2{,}565\cdot10^{-13}$	0,99	0,98	$1{,}68\cdot10^{-14}$	$4{,}15\cdot10^{-9}$	$1{,}30\cdot10^{-7}$	246552
108	0,1843395	-0,5400904	$-4{,}585\cdot10^{-8}$	0,3960453	$1{,}0339\cdot10^{-12}$	0,99	0,98	$6{,}26\cdot10^{-13}$	$6{,}00\cdot10^{-9}$	$7{,}91\cdot10^{-7}$	9579
114	0,0089636	-0,0299796	$1{,}374\cdot10^{-8}$	0,0248063	$-4{,}810\cdot10^{-13}$	0,99	0,98	$2{,}63\cdot10^{-14}$	$7{,}90\cdot10^{-10}$	$1{,}62\cdot10^{-7}$	30063
133	0,3063425	-0,8845181	$-1{,}592\cdot10^{-7}$	0,6390010	$5{,}3094\cdot10^{-12}$	0,99	0,98	$3{,}11\cdot10^{-12}$	$1{,}82\cdot10^{-9}$	$1{,}76\cdot10^{-6}$	583
159	-0,0076550	0,0188588	$1{,}3836\cdot10^{-8}$	-0,0111102	$-4{,}4830\cdot10^{-13}$	0,99	0,98	$4{,}29\cdot10^{-14}$	$1{,}18\cdot10^{-9}$	$2{,}07\cdot10^{-7}$	27554
219	-0,0401881	0,1145355	$4{,}6081\cdot10^{-8}$	-0,0815511	$-2{,}6068\cdot10^{-12}$	0,99	0,98	$9{,}58\cdot10^{-14}$	$6{,}41\cdot10^{-11}$	$3{,}09\cdot10^{-7}$	669
273	0,0387301	-0,1122264	$-3{,}3860\cdot10^{-8}$	0,0813963	$2{,}1102\cdot10^{-12}$	0,99	0,98	$2{,}47\cdot10^{-14}$	$3{,}23\cdot10^{-11}$	$1{,}57\cdot10^{-7}$	1308
325	-0,0004035	0,0007325	$5{,}851\cdot10^{-9}$	-0,0002025	$-5{,}4310\cdot10^{-13}$	0,99	0,98	$4{,}25\cdot10^{-15}$	$7{,}58\cdot10^{-12}$	$6{,}52\cdot10^{-8}$	1784
426	0,013093	-0,0379062	$-1{,}930\cdot10^{-8}$	0,0274731	$1{,}9204\cdot10^{-12}$	0,99	0,98	$1{,}25\cdot10^{-14}$	$3{,}68\cdot10^{-12}$	$1{,}12\cdot10^{-7}$	2053,1
530	-0,001654	0,0047614	$4{,}858\cdot10^{-9}$	-0,0033894	$-6{,}4840\cdot10^{-13}$	0,99	0,98	$1{,}12\cdot10^{-15}$	$8{,}98\cdot10^{-14}$	$3{,}35\cdot10^{-8}$	80

4.5 Выводы по четвертому разделу

1. С увеличением продолжительности эксплуатации газопровода происходит снижение пластичности металла газопровода, а также переходного сопротивления газопровода, причем за каждые последующие шесть лет величина переходного сопротивления уменьшается примерно вдвое.

2. Снижение пластичности металла труб для газопроводов низкого, среднего и высокого давления второй категории при одинаковых продолжительностях эксплуатации не отличается более, чем на 5%, таким образом можно утверждать, что давление газа в газопроводах не имеет существенного влияния на изменение пластичности металла труб.

3. Расчет минимально допустимой толщины стенки газопроводов различных наружных диаметров свидетельствует о том, что давление газа в стальных подземных распределительных газопроводах мало оказывает влияние на толщину стенки трубы, принимаемой по строительным нормам, вследствие чего не оказывает влияния на параметр потока отказов.

4. Получена зависимость усредненного параметра потока отказов от снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода для различных диаметров газопроводов, которая позволяет определять значение усредненного параметра потока отказов при известных значениях снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода для произвольной продолжительности эксплуатации, в т.ч. значениях, определенным по результатам комплексного приборного обследования.

РАЗДЕЛ 5
ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ НА ОСНОВЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ УТЕЧЕК ГАЗА

5.1 Разработка эмпирической математической модели изменения надежности в процессе эксплуатации

В процессе эксплуатации газовых сетей необходимо разрабатывать мероприятия по обеспечению эксплуатационной надежности системы. Для этого осуществляют мониторинг состояния сети, в процессе чего оценивается уровень ее надежности.

В соответствии с [119, 120] определение остаточного ресурса газопровода по критерию вероятности возникновения отказа производится на основании заданной величины вероятности безотказной работы и значений частоты отказов, обусловленных различными причинами, причем остаточный ресурс определяется для участка обследуемого газопровода протяженностью не более одного километра при принятой вероятности возникновения отказа.

На основании данных о параметре потока отказов можно вычислить вероятность безотказной работы стальных подземных распределительных газопроводов разных диаметров и продолжительности эксплуатации.

Допустимый уровень надежности, рекомендуемый в качестве нормативного, для сетей среднего и высокого давления в больших и средних городах составляет 0,999, в малых городах 0,95-0,99, для сетей низкого давления – 0,9-0,99 [5].

Расчет вероятности безотказной работы газопроводов i-го диаметра k-го года заложения, которые находились в эксплуатации T лет, производится по формуле

$$P_{ki} = EXP(-\omega_{ki} \cdot L), \qquad (5.1)$$

где ω_{ki} – усредненный параметр потока отказов, 1/(м·год), определяемый в

зависимости от продолжительности эксплуатации газопроводов i-го диаметра k-го года заложения;

L – длина участка газопровода, для которого рассчитывается надежность, м.

Произведем расчет вероятности безотказной работы участков сети низкого давления условной длиной 500 м по формуле (5.1), приняв минимальное значение вероятности безотказной работы 0,9.

Расчет усредненного параметра потока отказов производится по формулам (2.9) и (2.10).

Результаты расчета вероятности безотказной работы представлены в таблицах 5.1 и 5.2.

Данный расчет позволяет определить допустимый срок службы стальных подземных распределительных газопроводов заданной длины, диаметра и года заложения.

Результаты расчета вероятности безотказной работы стальных подземных распределительных газопроводов низкого давления сведены в таблицу 5.1 (в диапазоне диаметров 57-159 мм) и 5.2 (в диапазоне диаметров 219-530 мм) и представлены на рисунке 5.1.

Поскольку значение вероятности безотказной работы для газопроводов с наружным диаметром 159 мм и выше значительно больше уровня 0,9, было принято, что допустимый срок эксплуатации газопроводов данного диаметра составляет более 50 лет и на графике (рисунок 5.1) не приводится.

По результатам расчета допустимый срок службы стальных подземных распределительных газопроводов низкого давления наружного диаметра 57 мм составил 21 год, 76 мм – 28 лет, 89 мм – 33 года, 108 мм – 41 год, 114 мм – 43 года, 133 мм – приблизительно 50 лет.

Ввиду того, что допустимый срок эксплуатации стальных подземных распределительных газопроводов низкого давления наружного диаметра 57 мм и 76 мм меньше срока амортизации стальных газопроводов, можно сделать вывод, что газопроводы данного диаметра не рекомендуется

Таблица 5.1 – Расчет вероятности безотказной работы стальных подземных распределительных газопроводов наружного диаметра 57-159 мм

$T_к$, год	D 57 мм		D 76 мм		D 89 мм		D 108 мм		D 144 мм		D 133 мм		D 159 мм	
	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
15	1,71E-04	0,9182	1,31E-04	0,9367	1,06E-04	0,9483	7,36E-05	0,9639	6,41E-05	0,9685	3,61E-05	0,9821	2,31E-06	0,9988
16	1,76E-04	0,9157	1,35E-04	0,9348	1,09E-04	0,9468	7,60E-05	0,9627	6,63E-05	0,9674	3,76E-05	0,9814	3,04E-06	0,9985
17	1,82E-04	0,9131	1,39E-04	0,9328	1,13E-04	0,9451	7,85E-05	0,9615	6,85E-05	0,9663	3,91E-05	0,9806	3,79E-06	0,9981
18	1,88E-04	0,9104	1,44E-04	0,9308	1,17E-04	0,9434	8,12E-05	0,9602	7,09E-05	0,9652	4,07E-05	0,9799	4,58E-06	0,9977
19	1,94E-04	0,9075	1,48E-04	0,9286	1,20E-04	0,9416	8,39E-05	0,9589	7,33E-05	0,9640	4,24E-05	0,9790	5,39E-06	0,9973
20	2,01E-04	0,9045	1,53E-04	0,9263	1,24E-04	0,9397	8,68E-05	0,9575	7,59E-05	0,9628	4,41E-05	0,9782	6,24E-06	0,9969
21	2,08E-04	0,9012	1,58E-04	0,9238	1,29E-04	0,9377	8,98E-05	0,9561	7,86E-05	0,9615	4,59E-05	0,9773	7,12E-06	0,9964
22	2,15E-04	0,8979	1,64E-04	0,9213	1,33E-04	0,9356	9,30E-05	0,9546	8,14E-05	0,9601	4,78E-05	0,9764	8,05E-06	0,9960
23	2,23E-04	0,8943	1,70E-04	0,9186	1,38E-04	0,9334	9,63E-05	0,9530	8,44E-05	0,9587	4,98E-05	0,9754	9,01E-06	0,9955
24	2,32E-04	0,8905	1,76E-04	0,9157	1,43E-04	0,9311	9,99E-05	0,9513	8,76E-05	0,9572	5,19E-05	0,9744	1,00E-05	0,9950
25	2,41E-04	0,8864	1,83E-04	0,9127	1,48E-04	0,9286	1,04E-04	0,9495	9,09E-05	0,9556	5,41E-05	0,9733	1,11E-05	0,9945
26	2,51E-04	0,8821	1,90E-04	0,9095	1,54E-04	0,9261	1,08E-04	0,9477	9,44E-05	0,9539	5,64E-05	0,9722	1,22E-05	0,9939
27	2,61E-04	0,8775	1,97E-04	0,9061	1,60E-04	0,9233	1,12E-04	0,9457	9,80E-05	0,9522	5,88E-05	0,9710	1,33E-05	0,9934
28	2,73E-04	0,8725	2,05E-04	0,9024	1,66E-04	0,9204	1,16E-04	0,9436	1,02E-04	0,9503	6,14E-05	0,9698	1,45E-05	0,9928
29	2,85E-04	0,8673	2,14E-04	0,8986	1,73E-04	0,9173	1,21E-04	0,9414	1,06E-04	0,9483	6,41E-05	0,9685	1,58E-05	0,9921
30	2,98E-04	0,8616	2,23E-04	0,8944	1,80E-04	0,9140	1,26E-04	0,9391	1,10E-04	0,9463	6,70E-05	0,9671	1,71E-05	0,9915
31	3,12E-04	0,8554	2,33E-04	0,8900	1,88E-04	0,9104	1,31E-04	0,9366	1,15E-04	0,9441	7,00E-05	0,9656	1,85E-05	0,9908
32	3,28E-04	0,8488	2,44E-04	0,8852	1,96E-04	0,9066	1,37E-04	0,9339	1,20E-04	0,9417	7,32E-05	0,9641	2,00E-05	0,9900
33	3,45E-04	0,8416	2,56E-04	0,8801	2,05E-04	0,9026	1,43E-04	0,9311	1,25E-04	0,9392	7,66E-05	0,9624	2,16E-05	0,9893
34	3,64E-04	0,8338	2,68E-04	0,8745	2,15E-04	0,8982	1,49E-04	0,9281	1,31E-04	0,9366	8,02E-05	0,9607	2,33E-05	0,9884
35	3,84E-04	0,8252	2,82E-04	0,8685	2,25E-04	0,8935	1,56E-04	0,9249	1,37E-04	0,9337	8,41E-05	0,9588	2,50E-05	0,9876

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
36	4,07E-04	0,8158	2,97E-04	0,8620	2,37E-04	0,8884	1,64E-04	0,9214	1,44E-04	0,9306	8,82E-05	0,9568	2,69E-05	0,9866
37	4,33E-04	0,8055	3,14E-04	0,8548	2,49E-04	0,8829	1,72E-04	0,9177	1,51E-04	0,9273	9,27E-05	0,9547	2,89E-05	0,9857
38	4,61E-04	0,7941	3,32E-04	0,8470	2,63E-04	0,8769	1,81E-04	0,9136	1,59E-04	0,9238	9,74E-05	0,9525	3,10E-05	0,9846
39	4,94E-04	0,7813	3,52E-04	0,8384	2,78E-04	0,8703	1,90E-04	0,9092	1,67E-04	0,9200	1,03E-04	0,9500	3,32E-05	0,9835
40	5,30E-04	0,7671	3,75E-04	0,8289	2,94E-04	0,8631	2,01E-04	0,9045	1,76E-04	0,9158	1,08E-04	0,9474	3,56E-05	0,9823
41	5,73E-04	0,7510	4,01E-04	0,8184	3,13E-04	0,8552	2,12E-04	0,8993	1,86E-04	0,9113	1,14E-04	0,9446	3,82E-05	0,9811
42	6,22E-04	0,7327	4,30E-04	0,8065	3,34E-04	0,8464	2,25E-04	0,8936	1,97E-04	0,9063	1,21E-04	0,9415	4,10E-05	0,9797
43	6,80E-04	0,7118	4,63E-04	0,7933	3,57E-04	0,8366	2,39E-04	0,8873	2,09E-04	0,9009	1,28E-04	0,9382	4,40E-05	0,9782
44	7,49E-04	0,6877	5,01E-04	0,7782	3,83E-04	0,8256	2,55E-04	0,8803	2,22E-04	0,8949	1,35E-04	0,9345	4,73E-05	0,9767
45	8,33E-04	0,6595	5,46E-04	0,7610	4,14E-04	0,8132	2,72E-04	0,8726	2,37E-04	0,8883	1,44E-04	0,9305	5,08E-05	0,9749
46	9,36E-04	0,6261	5,99E-04	0,7412	4,49E-04	0,7991	2,92E-04	0,8640	2,54E-04	0,8809	1,53E-04	0,9261	5,46E-05	0,9731
47	1,07E-03	0,5862	6,62E-04	0,7181	4,89E-04	0,7829	3,15E-04	0,8543	2,72E-04	0,8726	1,64E-04	0,9213	5,88E-05	0,9710
48	1,24E-03	0,5375	7,39E-04	0,6909	5,38E-04	0,7642	3,41E-04	0,8433	2,94E-04	0,8633	1,76E-04	0,9159	6,33E-05	0,9688
49	1,48E-03	0,4772	8,36E-04	0,6584	5,96E-04	0,7423	3,71E-04	0,8307	3,19E-04	0,8527	1,89E-04	0,9099	6,84E-05	0,9664
50	1,83E-03	0,4012	9,60E-04	0,6188	6,67E-04	0,7163	4,06E-04	0,8161	3,47E-04	0,8406	2,04E-04	0,9031	7,40E-05	0,9637

Примечание. E-04 означает 10^{-4}.

Таблица 5.2 – Расчет вероятности безотказной работы стальных подземных распределительных газопроводов наружного диаметра 219-530 мм

$T_к$, год	D 219 мм		D 273 мм		D 325 мм		D 426 мм		D 530 мм	
	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)		ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}	ω_{ki}, 1/(м·год)	P_{ki}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	2,77E-05	0,9862	1,10E-05	0,9945	7,89E-06	0,9961	5,85E-06	0,9971	5,02E-06	0,9975
16	2,89E-05	0,9857	1,16E-05	0,9942	8,39E-06	0,9958	6,22E-06	0,9969	5,35E-06	0,9973
17	3,00E-05	0,9851	1,23E-05	0,9939	8,87E-06	0,9956	6,59E-06	0,9967	5,68E-06	0,9972
18	3,11E-05	0,9846	1,29E-05	0,9936	9,35E-06	0,9953	6,97E-06	0,9965	6,00E-06	0,9970
19	3,22E-05	0,9840	1,35E-05	0,9933	9,83E-06	0,9951	7,33E-06	0,9963	6,32E-06	0,9968
20	3,32E-05	0,9835	1,41E-05	0,9930	1,03E-05	0,9949	7,70E-06	0,9962	6,64E-06	0,9967
21	3,42E-05	0,9831	1,47E-05	0,9927	1,08E-05	0,9946	8,07E-06	0,9960	6,96E-06	0,9965
22	3,51E-05	0,9826	1,53E-05	0,9924	1,12E-05	0,9944	8,43E-06	0,9958	7,28E-06	0,9964
23	3,60E-05	0,9822	1,59E-05	0,9921	1,17E-05	0,9942	8,79E-06	0,9956	7,60E-06	0,9962
24	3,69E-05	0,9817	1,65E-05	0,9918	1,22E-05	0,9939	9,15E-06	0,9954	7,92E-06	0,9960
25	3,77E-05	0,9813	1,71E-05	0,9915	1,26E-05	0,9937	9,51E-06	0,9953	8,24E-06	0,9959
26	3,85E-05	0,9809	1,77E-05	0,9912	1,31E-05	0,9935	9,87E-06	0,9951	8,55E-06	0,9957
27	3,93E-05	0,9806	1,82E-05	0,9909	1,35E-05	0,9933	1,02E-05	0,9949	8,86E-06	0,9956
28	4,00E-05	0,9802	1,88E-05	0,9907	1,40E-05	0,9930	1,06E-05	0,9947	9,18E-06	0,9954
29	4,07E-05	0,9798	1,93E-05	0,9904	1,44E-05	0,9928	1,09E-05	0,9945	9,49E-06	0,9953
30	4,14E-05	0,9795	1,98E-05	0,9901	1,48E-05	0,9926	1,13E-05	0,9944	9,80E-06	0,9951
31	4,21E-05	0,9792	2,04E-05	0,9899	1,53E-05	0,9924	1,16E-05	0,9942	1,01E-05	0,9950
32	4,28E-05	0,9788	2,09E-05	0,9896	1,57E-05	0,9922	1,20E-05	0,9940	1,04E-05	0,9948
33	4,34E-05	0,9785	2,14E-05	0,9894	1,61E-05	0,9920	1,23E-05	0,9939	1,07E-05	0,9947
34	4,40E-05	0,9782	2,19E-05	0,9891	1,65E-05	0,9918	1,27E-05	0,9937	1,10E-05	0,9945
35	4,46E-05	0,9780	2,24E-05	0,9888	1,70E-05	0,9916	1,30E-05	0,9935	1,13E-05	0,9943

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
36	4,52E-05	0,9777	2,29E-05	0,9886	1,74E-05	0,9914	1,33E-05	0,9933	1,16E-05	0,9942
37	4,57E-05	0,9774	2,34E-05	0,9884	1,78E-05	0,9911	1,37E-05	0,9932	1,20E-05	0,9940
38	4,63E-05	0,9771	2,39E-05	0,9881	1,82E-05	0,9909	1,40E-05	0,9930	1,23E-05	0,9939
39	4,68E-05	0,9769	2,44E-05	0,9879	1,86E-05	0,9907	1,44E-05	0,9928	1,26E-05	0,9937
40	4,73E-05	0,9766	2,49E-05	0,9876	1,90E-05	0,9905	1,47E-05	0,9927	1,29E-05	0,9936
41	4,78E-05	0,9764	2,53E-05	0,9874	1,94E-05	0,9903	1,50E-05	0,9925	1,32E-05	0,9934
42	4,83E-05	0,9762	2,58E-05	0,9872	1,98E-05	0,9901	1,54E-05	0,9923	1,35E-05	0,9933
43	4,87E-05	0,9759	2,62E-05	0,9870	2,02E-05	0,9900	1,57E-05	0,9922	1,38E-05	0,9931
44	4,92E-05	0,9757	2,67E-05	0,9867	2,06E-05	0,9898	1,60E-05	0,9920	1,41E-05	0,9930
45	4,96E-05	0,9755	2,71E-05	0,9865	2,10E-05	0,9896	1,63E-05	0,9919	1,43E-05	0,9929
46	5,01E-05	0,9753	2,76E-05	0,9863	2,14E-05	0,9894	1,67E-05	0,9917	1,46E-05	0,9927
47	5,05E-05	0,9751	2,80E-05	0,9861	2,17E-05	0,9892	1,70E-05	0,9915	1,49E-05	0,9926
48	5,09E-05	0,9749	2,84E-05	0,9859	2,21E-05	0,9890	1,73E-05	0,9914	1,52E-05	0,9924
49	5,13E-05	0,9747	2,89E-05	0,9857	2,25E-05	0,9888	1,76E-05	0,9912	1,55E-05	0,9923
50	5,17E-05	0,9745	2,93E-05	0,9855	2,29E-05	0,9886	1,80E-05	0,9911	1,58E-05	0,9921

Примечание. E-05 означает 10^{-5}.

прокладывать подземно, а желательно выносить на надземную прокладку.

Как показывают расчеты, газопроводы разных диаметров имеют разные допустимые сроки службы.

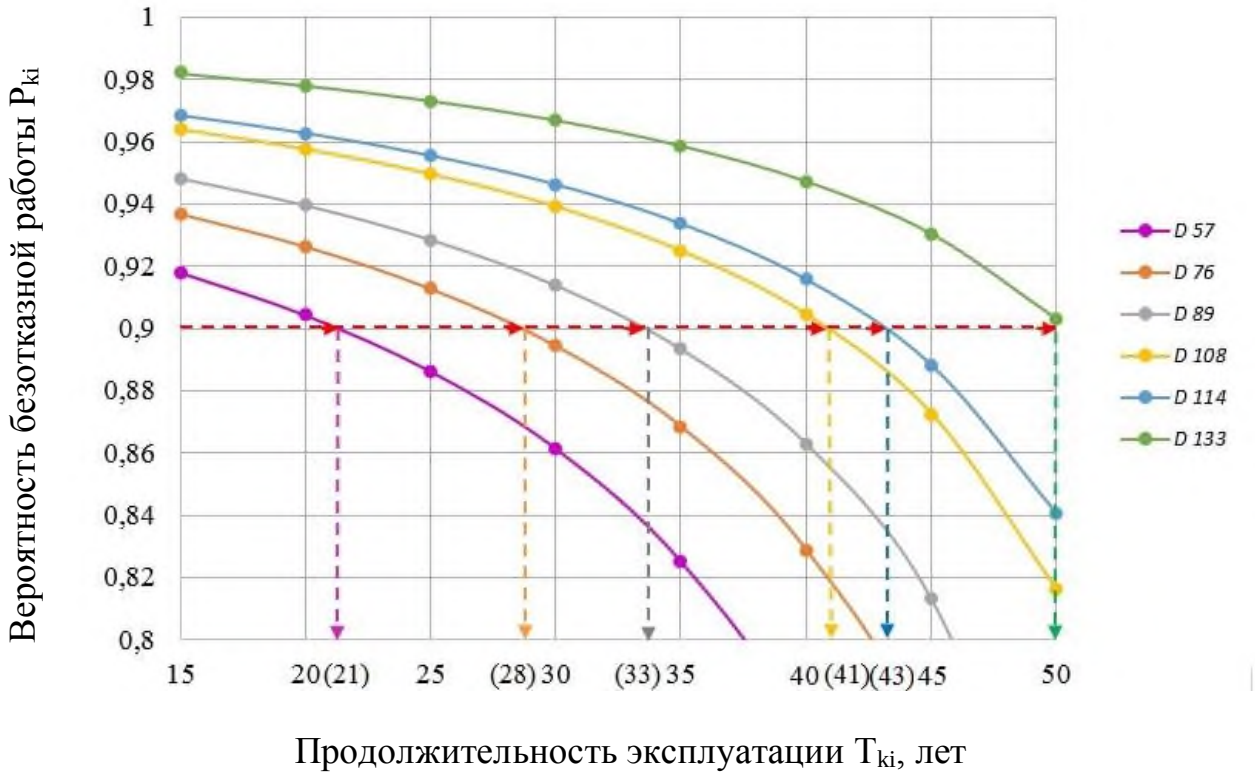


Рисунок 5.1 – Определение допустимого срока службы стальных подземных распределительных газопроводов

Уравнения (2.9), (2.10), (4.6), (5.1) образуют систему, которая представляет собой эмпирическую математическую модель изменения надежности стальных подземных распределительных газопроводов в процессе эксплуатации.

$$\begin{cases} \omega_{ki}' = (0{,}000212875 - 1{,}395\cdot 10^{-6}\cdot D + 7{,}743\cdot 10^{-7}\cdot T_{kc\rho}) / (1 + \\ + 0{,}003022549\cdot D - 0{,}021561423\cdot T_{kc\rho}) \text{ в диапазоне диаметров } 57 - 159 \text{ мм;} \\ \omega_{ki}' = D\cdot T_{kc\rho} / (-952018113{,}2 + 4706285{,}16\cdot D + 2664259{,}62\cdot T_{kc\rho}) \\ \text{в диапазоне диаметров } 219 - 530 \text{ м;} \\ \omega = a + b\cdot\psi + cR_{п}' + d\cdot\psi^2 + e\cdot R_{п}'^2, \text{ коэффициенты уравнения приведены} \\ \text{в таблице } 4.10; \\ P_{ki} = e^{-\omega_{ki}\cdot L}. \end{cases} \quad (5.2)$$

Данная эмпирическая математическая модель (5.2) может использоваться на газопроводах других городов. При этом следует учитывать условия, в которых находятся стальные подземные распределительные газопроводы, в частности, тип, влажность грунта, состав и концентрацию веществ, растворенных в грунтовых водах, водородный показатель pH, воздухопроницаемость, удельное электрическое сопротивление, и т.д., что скажется на усредненном параметре потока отказов, значения которого следует корректировать в соответствии с накоплением статистических данных о повреждаемости газопроводов.

Для однозначного решения вопроса о допустимом сроке службы газопровода необходимо провести измерения переходного сопротивления изоляционного покрытия газопровода в ряде точек, а также определить снижение пластичности металла труб.

Если переходное сопротивление изоляционного покрытия по всей длине газопровода низкое, то газопровод подлежит замене. Если переходное сопротивление изоляционного покрытия низкое только на отдельных участках, производится капитальный ремонт с восстановлением изоляции или заменой газопроводов на этих участках. Снижение пластичности может быть дополнительным обоснованием для принятия решения по замене участка. Превышение допустимого срока службы газопровода даже на один год может привести к ряду отказов с утечками газа.

Для получения информации о динамике изменения характеристик свойств металла и изоляционного покрытия газопровода необходимо предусматривать устройство базовых шурфов.

Рекомендуется совмещать диагностирование с техническим (приборным) обследованием газопроводов.

Капитальный ремонт включает в себя ряд работ, среди которых есть раскопка траншей, вскрытие подземных трубопроводов, осмотр и частичное восстановление изоляции.

Особенность в технологии проведения работ и в технике при капитальном ремонте заключается в следующем:

- особая спецификация при проведении подготовительных работ, которая заключается в нахождении и определении положения трубопровода;

- имеется ряд демонтажных работ, после которых выполняют все остальные строительно-ремонтные операции;

- количество монтажных работ меньше, чем работ по подъему и укладке;

- специфические операции при усилении стыков при полной или частичной замене трубы, при ремонте стенки трубы, плети или секции на отдельных участках трубопровода;

- используется большая доля ручного труда, при проведении вскрышных работ присутствует сложность и трудоемкость, требуется высокая квалификация машиниста для недопущения повреждения трубопровода ротором или ковшом экскаватора;

- сложный и трудоемкий процесс при предварительной очистке трубопровода от старой изоляции и продуктов, приводящих к коррозии;

- специальные ремонтно-строительные машины существенно отличаются конструктивно от аналогичных машин, которые применяются при строительстве трубопроводов.

Подготовительные работы и их технология при проведении капитального ремонта трубопровода следующие: при помощи трассоискателя находят трубопровод и определяют его положение, полученные данные измерения глубины залегания трубопровода записывают на вешки, установленные на оси трубопровода и установленные на расстоянии 25 м (50 м) друг от друга, после чего выполняют планировку места ремонтируемого участка трубопровода при помощи бульдозера.

Проводя земляные работы, организовывают выполнение всех работ и необходимость максимально совместить их с изоляционно-укладочными и подъемно-очистными работами.

При выборе землеройных машин для вскрышных работ трубопровода учитывают диаметр, местные грунтовые и топографические условия. На практике применяют как зарубежные, так и отечественные одноковшовые экскаваторы, которые оборудованы в большинстве случаев ковшом с уменьшенной шириной режущей кромки.

Если в восстановлении стенки трубы отсутствует необходимость, то подъемно-очистные работы при проведении капитального ремонта трубопровода производят линейным механизированным комплексным потоком в сочетании с изоляционно-укладочными работами.

Если замена участка трубопровода частичная или выполняется восстановление стенок трубы, то подъемно-очистные работы состоят из:

– поднятия вскрываемого участка трубопровода,

– установки очистной машины, удаления с трубы старой изоляции,

– визуального осмотра и последующей укладки на лежки данный трубопровод.

При выполнении сварочно-восстановительных работ первоначально производят отбраковку и вырезку труб, секций и плетей, сильно поврежденных коррозией и не подлежащих ремонту.

На большие дефекты в стенке трубы или на группу дефектов наваривают заплаты, а маленькие дефекты заваривают ручной дуговой сваркой.

Для укрепления сварных стыков и стенки трубы при традиционной технологии приваривают хомуты.

В мировой и отечественной практике разработаны технические средства и технологии для ремонта трубопроводов методом бандажирования, которое применяется для дополнительного усиления стенки трубопровода.

Способы производства ремонта определяются технологическим набором ремонтно-восстановительных работ с применением специальных технических средств для достижения конечной цели ремонта. При этом возможны следующие варианты:

- произвести замену поврежденного изоляционного покрытия на трубопроводе;

- произвести замену поврежденного изоляционного покрытия на трубопроводе с предварительным восстановлением стенки трубы и, при необходимости, вырезку участков газопровода;

- произвести прокладку новой нитки трубопровода параллельно действующей с последующим отключением ее, демонтажом для дальнейшей отбраковки, восстановления и использования при ремонте последующих участков газопровода.

Технология производства работ по прокладке новой нитки трубопровода параллельно действующей аналогична технологии строительства трубопровода.

5.2 Разработка методики прогнозирования количества отказов газопровода по усредненному параметру потока отказов

Существующие прогнозные модели, отражающие тенденции изменения надежности элементов системы по мере старения, позволяют определить количество повреждений на участках заданной протяженности заданного диаметра газопроводов, а также определять остаточный срок службы газопроводов по текущему состоянию металла и изоляционного покрытия. С целью повышения надежности стальных подземных распределительных газопроводов на основании полученных зависимостей усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода разработана методика прогнозирования количества повреждений.

Прогнозирование количества повреждений подземных распределительных газопроводов производится в два этапа:

1) с использованием аналитической зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации газопровода;

2) с учетом корректировки значений усредненного параметра потока отказов для диапазона, который находится за пределами аналитической зависимости (при необходимости).

При выполнении первого этапа для определения количества отказов рассчитывается усредненный параметр потока отказов в зависимости от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода. Усредненный параметр потока отказов можно определить двумя методами.

При известном количестве отказов газопроводов используется методика определения усредненного параметра потока отказов, приведенная в разделе 2 (формула 2.8).

При отсутствии данных о количестве повреждений используется усредненный параметр потока отказов, определяемый следующим образом.

Определяется снижение пластичности металла газопровода заданного диаметра и года заложения в зависимости от продолжительности его эксплуатации на момент времени (календарный год), на который делается прогноз, по формуле (4.3).

Определяется снижение переходного сопротивления газопровода заданного диаметра и года заложения в зависимости от продолжительности его эксплуатации на момент времени (календарный год), на который делается прогноз, по формуле (4.5).

Рассчитывается усредненный параметр потока отказов при найденном значении снижения пластичности металла и переходного сопротивления газопровода по формуле (4.6).

Рассчитывается вероятность возникновения отказа на газопроводах заданного диаметра и года заложения с использованием формулы Пуассона.

$$Q_m\,(m) = (\omega_{ki}\cdot L_{ki})^m/m!\cdot EXP(-\omega_{ki}\cdot L_{ki}), \qquad (5.3)$$

где ω_{ki} – усредненный параметр потока отказов газопроводов i-го

диаметра k-го года заложения, 1/(м·год);

L – общая протяженность газопроводов i-го диаметра k-го года заложения, м;

m – количество отказов на газопроводах i-го диаметра k-го года заложения, при котором рассчитывается вероятность возникновения отказов Q_m.

В первом приближении принимается m = 1.

При значимости p=0,9, если $Q_m(m) < 0,1$ вероятность наступления отказа близка к нулю, следовательно, отказ на заданном диаметре газопровода заданного года заложения маловероятен.

Если $Q_m(m) \geq 0,1$, принимается значение m=1,2,3…, пока условие $Q_m(m) < 0,1$ не будет выполняться.

При выполнении второго этапа производится корректировка расчета усредненного параметра потока отказов.

Корректировка расчета усредненного параметра потока отказов с учетом фактических появлений отказов за предыдущий год проводится для участков сети с продолжительностью эксплуатации 45-54 года, которая превышает продолжительность эксплуатации, использованную при выводе уравнения (15-44 года).

Для газопроводов с продолжительностью эксплуатации 45 лет и выше вводится корректировка усредненного параметра потока отказов по формуле

$$\omega_i = \omega_{i-1} + n_{i-1}/(L_{i-1} \cdot T_i), \qquad (5.4)$$

где индекс i берется в интервале $i = \overline{45, 54}$ с шагом 1.

Производится расчет вероятности возникновения отказа с учетом скорректированного значения усредненного параметра потока отказов для участков с продолжительностью эксплуатации 45-54 года, на основании которого принимается количество отказов подземных распределительных газопроводов.

В качестве примера рассмотрим прогнозирование количества повреждений на газопроводах г. Горловка различных диаметров на 2011 год двумя методами.

Первый метод предполагает расчет усредненного параметра потока отказов по формуле (2.8), второй метод – по формуле (4.6).

Рассматриваются газопроводы, которые на момент прогноза (календарный год) имели срок эксплуатации свыше 15 лет.

Прогнозирование количества повреждений на основании определения усредненного параметра потока отказов при известном количестве отказов газопроводов производится для всех диаметров, на которых были зафиксированы утечки.

Прогноз рассматриваем для двух диапазонов:

1) 15-44 года, для которого было выведено уравнение зависимости усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации и диаметра газопровода;

2) 45-54 года, для которого имеются данные для проверки прогноза.

Вероятность возникновения отказов рассчитывается по формуле (5.3).

Расчет количества возможных повреждений приведен в приложении Б.

Результаты прогноза на 2011 год для диапазона 15-54 года по различным диаметрам при расчете усредненного параметра потока отказов по уравнению (2.8) представлены в таблице 5.3.

Результаты прогноза на 2011 год для диапазона 15-54 года по различным диаметрам при расчете усредненного параметра потока отказов по уравнению (4.6) представлены в таблице 5.4.

Точность прогноза определяется отношением количества совпавших данных с фактическими значениями к общему количеству данных в рассматриваемом интервале.

Таблица 5.3 – Результаты прогнозирования повреждений газопроводов г. Горловка на 2011 год при расчете усредненного параметра потока отказов по уравнению (2.8)

Прогноз	Наружный диаметр газопровода, м											
	57	76	89	108	114	133	159	219	273	325	426	530
	15-44 лет без корректировки расчета											
Количество совпавших данных	12	11	13	15	11	10	18	20	14	11	3	5
Общее количество данных	15	12	15	21	12	11	21	20	14	11	3	6
Точность прогноза, %	80,0	91,7	86,7	71,4	91,7	90,9	85,7	100,0	100,0	100,0	100,0	83,3
	45-54 лет без корректировки расчета											
Количество совпавших данных	4	4	4	1	6	3	6	4	6	1	1	1
Общее количество данных	8	8	10	10	7	8	8	6	6	2	1	1
Точность прогноза, %	50,0	50,0	40,0	10,0	85,7	37,5	75,0	66, 7	100	50,0	100	100
	45-54 лет с корректировкой расчета											
Количество совпавших данных	5	5	4	2	6	3	6	4	6	1	1	1
Общее количество данных	8	8	10	10	7	8	8	6	6	2	1	1
Точность прогноза, %	62,5	62,5	40,0	20,0	85,7	37,5	75,0	66,7	100,0	50,0	100,0	100,0

Таблица 5.4 – Результаты прогнозирования повреждений газопроводов г. Горловка на 2011 год при расчете усредненного параметра потока отказов по уравнению (4.6)

Прогноз	Наружный диаметр газопровода, м											
	57	76	89	108	114	133	159	219	273	325	426	530
	15-44 лет без корректировки расчета											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Количество совпавших данных	12	11	13	15	11	10	18	20	14	11	3	5

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Общее количество данных	15	12	15	21	12	11	21	20	14	11	3	6
Точность прогноза, %	80,0	91,7	86,7	71,4	91,7	90,9	85,7	100,0	100,0	100,0	100,0	83,3
	45-54 лет без корректировки расчета											
Количество совпавших данных	5	4	4	1	6	2	6	6	4	1	1	1
Общее количество данных	8	8	10	10	7	8	8	6	6	2	1	1
Точность прогноза, %	62,5	50,0	40,0	10,0	85,7	25,0	75,0	100	66,7	50,0	100	100
	45-54 лет с корректировкой расчета											
Количество совпавших данных	5	5	4	2	6	2	6	6	6	1	1	1
Общее количество данных	8	8	10	10	7	8	8	6	6	2	1	1
Точность прогноза, %	62,5	62,5	40,0	20,0	85,7	25	75,0	100	100,0	50,0	100,0	100,0

Наихудшие результаты показал прогноз на наружном диаметре 108 мм, поскольку на этом диаметре произошло наибольшее количество отказов, проводилось наибольшее количество ремонтов с частичной заменой труб, а при расчетах использовались длины без корректировки на проведенные ремонты.

На основании данных таблицы 5.3 и 5.4 можно сделать вывод о достаточно высокой точности прогноза количества повреждений подземных распределительных газопроводов г. Горловка за 2011 год. Сравнение результатов расчета по двум методам показало аналогичные результаты. Накопление статистических данных способствуют повышению точности прогноза, что было подтверждено расчетом с корректировкой усредненного параметра потока отказов.

Методика прогнозирования количества повреждений по первому методу приведена в приложении В.

Окно программы Microsoft Excel с разработанной методикой прогнозирования количества повреждений по первому методу представлено на рисунке 5.2 (без корректировки расчета) и 5.3 (с корректировкой расчета) на газопроводе наружного диаметра 57х3 мм.

A12

Методика прогнозирования *

Зависимость усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации

$$\omega_{k_i} = a - b \cdot e^{-c \cdot T_{kср}^{d}}$$

Коэффициенты уравнения	Значение
a	0,000762
b	0,00052
c	9,23E-13
d	7,409883

Прогнозный год	2011

Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода к-го года заложения Lki, м	Продолжительность эксплуатации Tki, лет	Усредненный параметр потока отказов ωki, 1/(м · год)	Количество отказов m'	Вероятность возникновения отказа Qm	Принятое количество отказов m	Фактическое количество отказов mф
1957	21	54	0,000761	1	0,016	0	0
1958	226	53	0,000760	2	0,012	1	0
1959	151	52	0,000757	2	0,006	1	0
1960	72	51	0,000754	1	0,051	0	0
1961	75	50	0,000747	1	0,053	0	0
1962	136	49	0,000738	1	0,091	0	0
1965	537	46	0,000686	2	0,047	1	0
1966	339	45	0,000661	2	0,020	1	0
1967	86	44	0,000632	1	0,051	0	0
1968	16	43	0,000601	1	0,010	0	0
1969	83	42	0,000568	1	0,045	0	0
1970	209	41	0,000534	1	0,100	0	0
1972	196	39	0,000467	1	0,084	0	0
1973	244	38	0,000437	1	0,096	0	0
1974	1408	37	0,000408	2	0,093	1	0
1975	219	36	0,000382	1	0,077	0	0
1977	334	34	0,000339	2	0,006	1	0
1978	15	33	0,000321	1	0,005	0	0
1980	343	31	0,000293	1	0,091	0	0
1983	81	28	0,000267	1	0,021	0	0
1987	29	24	0,000250	1	0,007	0	0
1992	31	19	0,000243	1	0,007	0	0
1993	17	18	0,000243	1	0,004	0	0

57 без корректировки | 57 с корректировкой

Рисунок 5.2 – Окно программы Microsoft Excel с разработанной методикой прогнозирования количества повреждений по первому методу на газопроводе 57х3 мм (без корректировки расчета)

A12

Методика прогнозирования *

Зависимость усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации

$$\omega_{k_i} = a - b \cdot e^{-c \cdot T_{k\kappa p}^{d}}$$

Коэффициенты уравнения	Значение
a	0,000762
b	0,00052
c	9,23E-13
d	7,409883

Прогнозный год	2011

Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода k-го года заложения Lki, м	Продолжительность эксплуатации Tki, лет	Усредненный параметр потока отказов ωki, 1/(м · год)	Количество отказов m'	Вероятность возникновения отказа Qm	Принятое количество отказов m	Фактическое количество отказов mф
1957	21	54	0,000632	1	0,013	0	0
1958	226	53	0,000632	2	0,009	1	0
1959	151	52	0,000632	2	0,004	1	0
1960	72	51	0,000632	1	0,043	0	0
1961	75	50	0,000632	1	0,045	0	0
1962	136	49	0,000632	1	0,079	0	0
1965	537	46	0,000632	2	0,041	1	0
1966	339	45	0,000632	2	0,019	1	0
1967	86	44	0,000632	1	0,051	0	0
1968	16	43	0,000601	1	0,010	0	0
1969	83	42	0,000568	1	0,045	0	0
1970	209	41	0,000534	1	0,100	0	0
1972	196	39	0,000467	1	0,084	0	0
1973	244	38	0,000437	1	0,096	0	0
1974	1408	37	0,000408	2	0,093	1	0
1975	219	36	0,000382	1	0,077	0	0
1977	334	34	0,000339	2	0,006	1	0
1978	15	33	0,000321	1	0,005	0	0
1980	343	31	0,000293	1	0,091	0	0
1983	81	28	0,000267	1	0,021	0	0
1987	29	24	0,000250	1	0,007	0	0
1992	31	19	0,000243	1	0,007	0	0
1993	17	18	0,000243	1	0,004	0	0

57 без корректировки | 57 с корректировкой

Рисунок 5.3 – Окно программы Microsoft Excel с разработанной методикой прогнозирования количества повреждений по первому методу на газопроводе 57х3 мм (с корректировкой расчета)

Данная методика прогнозирования внедрена при определении возможных повреждений стальных подземных распределительных газопроводов, обслуживаемых Макеевским управлением по газоснабжению и

газификации Государственного Концерна «ДОНБАССГАЗ», а также в учебный процесс государственного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Донбасская национальная академия строительства и архитектуры», (приложение Г, Д).

С целью повышения эксплуатационной надежности подземных распределительных газопроводов предусматриваются следующие техническое обследование газопроводов приборным методом.

На газопроводах, для которых получены отказы в соответствии с прогнозом, с помощью приборов типа АНПИ, ВТР-У, ТПК-1, «КАТРИКС» без вскрытия газопровода определяются места повреждения изоляции.

Операторы, которые проводят приборное обследование газопроводов, должны иметь маршрутные карты.

В каждой маршрутной карте должны быть указаны:

– схема трассы газопровода в плане с указанием диаметров газопроводов и всех сооружений на газопроводах (газовые колодцы, конденсатосборники, гидрозатворы, контрольные проводники, установки электрохимической защиты и др.);

– расположенные до 15 м в обе стороны от газопровода колодцы других подземных коммуникаций (канализации, теплотрассы, водопровода, телефона и др.), подвалы зданий, коллекторов, шахты устоев мостов);

– все пересечения газопровода с другими подземными коммуникациями;

– отмечены анодные и знакопеременные зоны.

Для изучения особенностей каждой трассы операторы должны произвести их предварительное обследование без приборов, уточнить и отметить на маршрутных картах места, где возможны индустриальные помехи (линии ЛЭП, радиотрансляции), повышенная загазованность (от промышленных предприятий, автобаз, гаражей транспорта).

На маршрутных картах операторам следует наметить места подключения к газопроводу генератора приборов для отыскания мест повреждений изоляции газопроводов. Выбор места подключения следует производить из

расчета возможности обследования наибольшей протяженности газопровода с одного подключения. Наиболее целесообразные места подключения генератора к газопроводу - газовые вводы, контрольные проводники, конденсатосборники.

Подключение генератора к газопроводу в газовых колодцах допускается лишь в крайних случаях с соблюдением всех необходимых мер безопасности.

В месте подключения генератора установить табличку "Опасно! Напряжение!".

Перед выездом на объект должна быть проверена готовность приборов к работе.

У аппаратуры для определения сквозных повреждений изоляционного покрытия газопроводов проверить:

- комплектность на соответствие с паспортом завода-изготовителя;

- наличие у операторов группы допуска на производство работы с электроаппаратурой;

- внешним осмотром исправность комплектующих проводов, контура поискового, генератора, приемника, телефона;

- напряжение питания генератора и приемника.

У приборов по определению герметичности газопроводов необходимо проверить:

- комплектность в соответствии с паспортом завода-изготовителя;

- внешним осмотром отсутствие механических повреждений, чистоту входного отверстия пробозаборника.

Проверка работоспособности производится до и после обследования.

Для обследования состояния изоляционных покрытий следует применять приборы и аппаратуру, получившие наибольшее распространение.

Аппаратура должна обеспечивать обследование состояния изоляционного покрытия газопроводов под любыми видами дорожных покрытий и грунтов без их вскрытия, а также определять местоположение и глубину заложения газопроводов (например, АНТПИ).

По прибытии на объект операторы должны выполнить следующие работы:

- определить место на газопроводе, где возможно соединение генератора с газопроводом (ввод, дрипп, смотровой колодец) и установить генератор вблизи места присоединения. Перед выполнением присоединения в колодце необходимо провести проверку загазованности колодца;

- определить место заземления генератора и произвести погружение двух заземляющих штырей в грунт на всю длину на расстоянии 5-10 м от трассы газопровода, расстояние между штырями 1,5-2 м;

- произвести визуально проверку качества заземления генератора. При необходимости, для получения лучшего согласования малого сопротивления растекания заземлителя, необходимо место заземления полить (пропитать) подсоленной водой, по возможности использовать различные металлические сооружения, имеющие надежный контакт с землей и малое сопротивление растеканию тока (шины заземлений и др.);

- пятиметровым проводом соединить выход генератора с газопроводом с помощью магнитного контакта. Для обеспечения надежного электрического контакта поверхность трубы необходимо зачистить напильником. В соответствии с паспортом проверить согласование генератора с нагрузкой;

- установить табличку "Опасно! Напряжение!";

- в соответствии с особенностями прокладки газопровода, по паспорту прибора выбрать метод обследования изоляции, произвести необходимые соединения, установить соответствие частот;

- при включенном генераторе запрещается подключение и отключение его внешних цепей как со стороны клемм, так и со стороны штырей заземления и магнитного контакта от газопровода.

Обследование участков газопроводов, находящихся на расстоянии менее 50 м от мест подключения к ним электрозащитных установок, следует производить только после отключения электрозащитных установок.

При обследовании изоляции аппаратура должна обслуживаться двумя операторами, которые перемещаются вдоль трассы газопровода.

Величина сигнала определяется разностью потенциалов на поверхности земли, которые образуются прохождением переменного тока по цепи (генератор - труба - изоляция - земля - заземлитель - генератор). В месте повреждения изоляции переходное сопротивление труба-земля уменьшается, и на поверхности земли потенциал будет иметь повышенное значение. Увеличение потенциала будет тем значительнее, чем больше повреждение. Оценка разности потенциалов производится без контакта с грунтом, при этом в качестве электродов используется собственная емкость операторов относительно земли.

В процессе обследования изоляции первый оператор должен перемещаться вдоль трассы газопровода со специальной изолированной потенциалосъемной пластиной, соединенной с приемником проводом длиной 4 м, при этом руки оператора должны быть прижаты к туловищу. Второй оператор перемещается вдоль трассы с приемником в руках. Второй оператор должен следить за тем, чтобы проводник, соединяющий его с приемником, был в натянутом состоянии и обеспечивать безопасность перемещения по трассе. В процессе обследования изоляции скорость перемещения операторов должна быть не более 0,5 м/с. Оператор с приемником периодически должен наблюдать за уровнем сигнала по отклонению стрелки индикаторной головки и уровню звука в телефоне и уточнять местоположение оси трассы газопровода.

В тех случаях, когда производить обследование изоляции бесконтактным методом невозможно по причине сильного влияния индустриальных помех, оценку разности потенциалов можно производить контактным способом.

Для создания контакта с грунтом следует использовать штыревые электроды. Каждый электрод погружается в грунт на глубину не менее 3 см при перемещении по трассе с интервалом измерения не более 1 м. При этом вдоль трассы газопровода перемещаются два оператора: первый с приемником

и заземляющим штырем, соединенным комплектующими проводами с клеммой "Вход" приемника, второй оператор - со штырем, который соединен с клеммой "1" приемника.

При обследовании изоляции газопровода могут применяться два метода расположения электродов.

Первый метод - параллельное расположение электродов при движении вдоль газопровода. Операторы должны передвигаться по оси газопровода, впереди оператор с проводником, соединяющим его с входом приемника (клемма "Вход"), за ним, на расстоянии 4 м, оператор с приемником и поисковым контуром. Место повреждения изоляции следует определять по изменению уровня звука в телефоне и изменению показаний головки индикаторной приемника. С приближением второго оператора к месту повреждения изоляции сигнал в приемнике увеличивается, затем, достигнув максимального значения, когда первый оператор находится над повреждением, сигнал начинает уменьшаться и достигает минимального значения в тот момент, когда операторы находятся на одинаковом расстоянии от места повреждения. При дальнейшем движении вдоль газопровода сигнал опять увеличивается и достигает максимального значения, когда оператор с приемником будет находиться над повреждением. Место повреждения определяется в тот момент, когда фиксируется в телефоне минимальный уровень звука, а на приемнике наблюдается минимальное отклонение стрелки индикаторной головки. На поверхности земли место повреждения отмечается по средней точке расстояния между операторами. Указанное место повреждения уточняется путем повторного обследования на этом участке при расстоянии между операторами, уменьшенном в два раза.

Второй метод - перпендикулярное расположение электродов и операторы при движении вдоль газопровода должны располагаться на линии, перпендикулярной к оси трассы газопровода. Расстояние между операторами должно быть не более 4 м. При движении вдоль газопровода оператор с приемником должен перемещаться над газопроводом. С приближением

операторов к месту повреждения изоляции сигнал, фиксируемый приемником, увеличивается и имеет максимальное значение над местом повреждения. Место повреждения изоляции соответствует положению операторов, при котором наблюдается максимальный уровень звука в телефоне и наибольшее отклонение стрелки индикаторной головки.

При наличии близко расположенных дефектов, отстоящих друг от друга менее чем на 4 м, параллельным методом обследования изоляции можно установить только факт присутствия и границы поврежденного участка по изменению сигнала. В этом случае расположение электродов нужно изменить на перпендикулярное и точно определить места повреждений.

Движение операторов вдоль трассы газопровода должно проходить по оси трассы газопровода, смещение с оси допускается на один метр.

В месте предполагаемого повреждения изоляции должна определяться глубина заложения газопровода.

Привязку предполагаемого места повреждения изоляции производить к ближайшим капитальным сооружениям.

В процессе работы необходимо производить контроль напряжения питания генератора и приемника. При его снижении до предельного значения произвести замену батарей питания в приемнике, зарядку аккумуляторной батареи в генераторе.

Обследование изоляции участков газопроводов при переходах через реки, автомобильные дороги, ЛЭП осуществляется индуктивным методом.

Аппаратура для оценки изоляции участков газопроводов индуктивным методом должна иметь генератор со стабилизацией тока в нагрузке, приемник с линейным выходом детектора усилителя низкой частоты, возможность оценки создаваемого генератором тока в относительных единицах с учетом глубины заложения (например, АНТПИ(У)).

Для оценки изоляции участка газопровода необходимо

– произвести оценку тока через каждые 10 м в намеченных точках до "перехода";

– определить среднее значение коэффициента затухания тока;

– произвести сравнительную оценку тока в относительных единицах в начале и конце проверяемого участка;

– определить значение тока в конце участка расчетным путем;

– произвести оценку изоляции: повреждений изоляции.

В месте обнаружения повреждения изоляции производят шурфовой осмотр.

Количество шурфов, открытых на каждом километре обследуемого газопровода, должно быть не больше двух.

При отрыве шурфов осторожно снимают прилегающие к трубопроводу слои земли с тем, чтобы не нарушить изоляцию в трубе. Далее производят визуальное обследование с описанием внешнего вида и типа повреждения покрытия, определяют адгезию защитного покрытия на неповрежденной части изоляции.

Недостатком данного метода является субъективность в оценке качества изоляции.

Наиболее полно состояние изоляционного покрытия подземных трубопроводов характеризует величина переходного сопротивления.

Проще всего определить переходное сопротивление в местах установки контрольно - измерительных колонок (КИК). В качестве источника тока и одновременно измерительного прибора используются измерители сопротивления МС-08, М-231 и др. Значение переходного сопротивления снимают непосредственно по шкале прибора. Однако возможности данного метода ограничены поскольку КИК размешаются по трассе трубопровода через I км.

Переходное сопротивление может быть измерено в шурфах методом «мокрого контакта», описанного в разделе 3.

Еще одним методом контроля состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов является определение количества сквозных повреждений в нем. Этот метод предложен американским изобретателем Д.

Пирсоном в 40-х годах нашего столетия и мало изменился до нашего времени.

Содержание метода Пирсона заключается в следующем. Генератор звуковой частоты порядка 1000 Гц подключается одним полюсом к подземному трубопроводу, а другим - к земле.

Ток, идущий по трубопроводу, вытекает в местах повреждения изоляции и создает повышение потенциала, которое может быть измерено двухэлектродной установкой.

Минимальный (нулевой) потенциал наблюдается, когда центр двухэлектродной установки находится под сквозным повреждением изоляции. Этот характер изменения разности потенциалов используется для точного определения сквозного повреждения в изоляции. Для уточнения места повреждения двухэлектродную установку располагают перпендикулярно оси трубопровода и постепенным перемещением электродов находят максимум разности потенциалов.

Необходимым условием применимости данного метода является знание положения оси трубопровода Поэтому приборы для контроля изоляции должны еще определять трассу трубопровода, т.е. должны быть снабжены поисковым контуром.

Ремонту подлежат сквозные повреждения изоляционного покрытия, а также участки, на которых зафиксировано снижение толщины изоляции вследствие продавливания покрытия (вмятины, задиры и т.п.).

Отслоившееся мастичное покрытие в зоне сквозного дефекта удаляется с газопровода, а края оставляемого покрытия освобождаются от бумаги, зачищаются на конус в разогретом виде с применением ножа или металлического шпателя.

Поверхность оголенного металла газопровода на участках дефекта рекомендуется зачистить от ржавчины стальными проволочными щетками, высушить и запраймировать битумным праймером.

На подогретый до оплавления участок с поврежденным битумным покрытием наносят из лейки слой горячей битумной мастики и накладывают

поверх него заранее приготовленную заплату из "Бризола", перекрывающую дефект в покрытии не менее чем на 50 мм по всему периметру. Затем наносят второй слой расплавленной битумной мастики и его накрывают заплатой из "Бризола", с нахлестом, не менее чем на 100 мм перекрывающим 1-й слой покрытия. Сформированное покрытие в горячем виде прикатывают деревянным валиком для устранения воздушных пузырей, гофр и для более плотного межслойного сцепления покрытия. Толщина отремонтированных участков битумного покрытия для газопроводов диаметром до 159 мм составляет 7,0 мм, а для газопроводов большего диаметра - не менее 8,0 мм. Для праймирования поверхности зоны сварного стыка рекомендуется применять битумную грунтовку (праймер).

В качестве армирующих и оберточных материалов для изоляции стыков и ремонта мест повреждений мастичных битумных покрытий рекомендуется использовать рулонные материалы

Данные мероприятия позволят избежать отказа, а, следовательно, потерь газа в результате утечки [157-160].

5.3 Экономический эффект от прогнозирования отказов подземных распределительных газопроводов

Для оценки экономического эффекта от прогнозирования отказов подземных распределительных газопроводов выполним расчет расхода газа при аварийных выбросах до момента локализации поврежденного участка сети газоснабжения наружным диаметром 108 мм [161, 162].

Исходными данными для расчета являются:

– наружный диаметр газопровода и толщина стенки – 108х4 мм;

– площадь аварийного отверстия в трубе газопровода – 0,0002355 м^2;

– плотность газа при нормальных условиях – 0,73 кг/м^3;

– давление газа в газопроводе в месте аварии (избыточное) – 168 кПа;

– T_0 – абсолютная температура газа при стандартных условиях – 293 К;

– T_a – температура газа в газопроводе в месте аварии – 283,8К (10,8ºС);

– атмосферное давление – 100 кПа;

– время истечения газа из аварийного отверстия до момента локализации поврежденного участка – 3 ч.

Расход газа при аварийных выбросах до момента локализации поврежденного участка сети газораспределения Q_a, м^3/ч, при давлении газа в газопроводе или техническом устройстве в месте аварии свыше 90 кПа согласно [161] определяется по формуле

$$Q_a = \frac{3600 \cdot \mu \cdot S \cdot k_o}{\rho_o} \sqrt{0{,}44 \cdot (P_a + P_o) \cdot \rho_a}\ , \qquad (5.5)$$

где μ – коэффициент расхода отверстия, принимается по таблице 1 [161];

S – площадь аварийного отверстия в трубе газопровода или техническом устройстве, м^2;

k_o – коэффициент, учитывающий сопротивление грунта выходу газа из аварийного отверстия в трубе подземного или подводного газопровода. Значение коэффициента при отсутствии утвержденных методик для его определения принимают равным 1;

ρ_o – плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3;

P_a – давление газа в газопроводе или техническом устройстве в месте аварии, Па;

P_o – атмосферное давление, Па;

ρ_a – плотность газа в газопроводе или техническом устройстве в месте аварии, кг/м^3.

Плотность газа в газопроводе в месте аварии ρ_a, кг/м^3, определяется в соответствии с приложением В [161] по формуле

$$\rho_a = \frac{\rho_o \cdot (P_a + P_o) \cdot T_o}{P_o \cdot T_a}\ , \qquad (5.6)$$

где ρ_o – плотность газа при стандартных условиях, кг/м^3;

P_a – давление газа в газопроводе в месте аварии, Па;

P_o – атмосферное давление, Па;

T_o – абсолютная температура газа при стандартных условиях, К;

T_a – температура газа в газопроводе или техническом устройстве в месте аварии, К.

Объем аварийных выбросов из поврежденного участка сети газораспределения до проведения работ по локализации V_a, м^3, определяется по формуле

$$V_a = Q_a \cdot t^{дл}, \qquad (5.7)$$

где t – время истечения газа из аварийного отверстия до момента локализации поврежденного участки сети газораспределения, ч.

$$\rho_o = 0{,}9317 \cdot 0{,}73 = 0{,}6801 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_a = \frac{0{,}6801 \cdot (168000 + 100000) \cdot (273 + 20)}{100000 \cdot 283{,}8} = 1{,}8819 \text{ кг/м}^3;$$

$$S_{вн} = \frac{3{,}14 \cdot (0{,}108 - 0{,}004 \cdot 2)^2}{4} = 0{,}00785 \text{ м}^2;$$

$S_{отв}/S_{вн}$ = 0,0002355 / 0,00785 = 0,03, следовательно, μ = 0,611;

$$Q_a = \frac{3600 \cdot 0{,}611 \cdot 0{,}00025 \cdot 1}{0{,}6801} \sqrt{0{,}44 \cdot (168000 + 100000) \cdot 1{,}8819} = 379{,}89 \text{ м}^3/\text{ч};$$

V_a = 379,89·3 = 1139,67 м^3.

В соответствии с существующими тарифами на газ, реализуемый населению, субъектам хозяйствования и теплоснабжающим организациям утверждены Указом Главы Донецкой Народной Республики от 17.04.2015 г. № 148 «Об утверждении тарифов на природный газ для потребителей Донецкой народной Республики» стоимость природного газа, который используется для юридических лиц - промышленных потребителей и физических лиц-предпринимателей на собственные производственные нужды, с учетом стоимости природного газа, тарифов на транспортировку, распределение и поставку природного газа, составляет 13168 руб. Стоимость 1139,68 м^3 составляет 15007,3 руб.

Стоимость затрат на проверку и восстановление отказа приведены в приложении Е, Ж и составляют соответственно 18962,9 руб. и 20659,7 руб.

Экономический эффект составляет

Э = 15007,3 + 20659,7 - 18962,9 = 16704,1 руб.

Данный расчет показывает, что за три часа истечения газа из отверстия площадью 0,0002355 $м^2$ на газопроводе диаметром 108х4 мм теряется 1139,68 $м^3$ газа. Верно спрогнозированный отказ на данном газопроводе 108х4 мм позволяет сэкономить 16704,1 руб.

5.4 Экологический эффект от прогнозирования отказов подземных распределительных газопроводов

Изменение климата – естественный геологический процесс, однако ученые, исследующие данную проблему пришли к выводу, что антропогенная его составляющая в современных условиях приобретает все более весомое значение и может привести к чрезвычайно опасным изменениям климата, ставящим под угрозу существование человечества. Поэтому эколого-экономическая проблема изменения климата является важнейшей областью современных научных исследований по стабилизации концентрации парниковых газов в атмосфере на уровне, предотвращающем опасное антропогенное влияние на климатическую систему.

Метан (CH_4) – это углеводород, являющийся основным компонентом природного газа. Метан относится к газам, которые создают парниковый эффект, удерживая тепло в земной атмосфере и таким образом оказывая влияние на температуру и климат Земли. В этой связи управление выбросами в газовой отрасли, несмотря на достаточно скромный вклад в суммарные объемы выбросов из антропогенных источников, находится в фокусе внимания мирового сообщества в свете решения глобальной проблемы изменения климата.

Степень, в которой тот или иной газ удерживает тепло, измеряется относительно теплового эффекта диоксида углерода (CO_2). Метан стоит на втором месте после диоксида углерода в ряду парниковых газов, выделяемых в результате деятельности человека. Метан в 23 раза эффективнее удерживает тепло в атмосфере Земли, чем диоксид углерода. Измерения показывают, что начиная с доиндустриального периода концентрация метана выросла примерно на 150%, в то время как диоксида углерода лишь на 40%. Среди трех основных парниковых газов – CO_2, CH_4 и N_2O – в расчете на равные количества выбросов каждого вещества наибольшее влияние на климатическую систему оказывает закись азота N_2O, следующий по эффекту – метан CH_4, и далее углекислый газ CO_2. И по влиянию на среднюю температуру в приповерхностном слое заданного малого долговременного увеличения концентрации парникового газа (в единицах объемного отношения смеси, млн$^{-1}$, например) в атмосфере – на первом месте N_2O, затем CH_4, затем CO_2 [163].

С ростом содержания метана изменяются химические процессы в атмосфере, что может привести к ухудшению экологической ситуации на Земле.

Основные естественные источники CH_4 – заболоченные территории, пресноводные водоемы, поверхность океана, а также колонии термитов и сжигание биомассы в результате пожаров. С антропогенной деятельностью связаны потоки метана в атмосферу при добыче ископаемого топлива, с полигонов захоронения бытовых отходов и мусора на свалках, при очистке сточных вод, расширении сельскохозяйственных угодий (рисовых плантаций), разведении крупного рогатого скота и др.

Согласно [163] одним из основных антропогенных источников метана являются добыча, переработка, транспортировка, хранение и распределение природного газа. Источниками метана при этом являются неплотности оборудования и технологическая необходимость стравливания газа при проводимых ремонтах, пусках-остановках оборудования на

производственных площадках и т.д. Количество выделяемого метана уменьшается при применении мер против утечек газа.

В настоящее время на нефтегазовый сектор приходится почти четверть антропогенных выбросов метана, и, согласно ряду прогнозов, возможен существенный рост объемов этих выбросов.

В 1990-х годах ежегодно в атмосферу поступало приблизительно 560 Мт CH_4 (с разбросом 360–892 Мт CH_4) [164]. В начале XXI в. (с 2000 по 2009 г.) ежегодный поток метана в атмосферу составил 678 Мт (при разбросе 542–852 Мт) [165]. Вклад России в антропогенные выбросы CH_4 составил около 8% [163].

Согласно данным об антропогенных выбросах метана в атмосферу большую часть выбросов метана среди различных секторов хозяйства Российской федерации составляют технологические выбросы и утечки (74%) [163].

При этом следует отметить, что, к сожалению, многие процессы, ведущие как к естественным, так и антропогенным выбросам CH_4, ещё недостаточно изучены и зависят от многих факторов, что в итоге может приводить к заметным расхождениям в оценках разных авторов и лет.

По оценкам, время жизни метана в атмосфере составляет 12,4 лет [163]. Он безвозвратно расходуется главным образом в реакциях с гидроксилом в основном в тропосфере) и атомарным хлором (в основном в стратосфере). Наземные стоки метана из атмосферы практически отсутствуют. Реалистичной технологической возможности ускорить сток метана из атмосферы не существует.

В абсолютном выражении наиболее важным парниковым газом является CO_2 по той причине, что рост объемов его глобальной эмиссии намного превосходит рост выбросов других газов. И в уже произошедшем парниковом эффекте, и в возможно ожидаемом в течение XXI века основную роль играет диоксид углерода. Метан имеет меньшее значение, но увеличения его глобальных концентраций заметны. С 1750 по 2011 год основные

парниковые газы оказали следующее радиационное воздействие на климатическую систему Земли: CO_2 - 1,82 (± 0,2) Вт/м^2, CH_4 - 0,48 ± 0,05 Вт/м^2, N_2O - 0,17 ± 0,03 Вт/м^2. За тот же период времени суммарное радиационное воздействие всех парниковых газов составило 2,83 (2,54 - 3,12) Вт/м^2. На долю метана при этом приходится 17%.

В связи с вышесказанным мероприятия, направленные на исключение попадание природного газа в окружающую природную среду, имеют не только экономический эффект, но и экологический, способствуя уменьшению ущербов от глобального потепления климата.

5.5 Выводы по пятому разделу

1. Разработана эмпирическая математическая модель изменения надежности стальных подземных распределительных газопроводов в процессе эксплуатации, которая позволяет определять остаточный срок службы газопровода, а также принимать обоснованные решения о капитальном ремонте или замене участка.
2. Разработана и внедрена методика прогнозирования количества повреждений из-за коррозии стальных подземных распределительных газопроводов, которая дает возможность определять участки сети, где возможны утечки газа вследствие коррозионного воздействия, рассчитывать количество утечек на газопроводах в зависимости от продолжительности их эксплуатации и диаметров.
3. Рассчитан экономический эффект от внедрения разработанных мероприятий по повышению эксплуатационной надежности стальных подземных распределительных газопроводов. Верно спрогнозированный отказ на газопроводе 108х4 мм позволяет сэкономить 16704,1 руб.

4. Прогнозирование отказов предотвращает выбросы метана в окружающую среду, которые, способствуя обогащению атмосферы парниковыми газами, усиливают парниковый эффект, приводят к потеплению в приповерхностном слое атмосферы и другим изменениям климата.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе была решена научно-прикладная задача прогнозирования отказов стальных подземных распределительных газопроводов.

1. Собран, систематизирован и проанализирован статистический материал по аварийности стальных подземных распределительных газопроводов г. Горловки. Выявлено, что 64% повреждений газопроводов, вследствие которых происходят утечки газа, приходится на коррозионные повреждения.

2. Разработан алгоритм определения усредненного параметра потока отказов стальных подземных распределительных газопроводов с использованием расчета периода времени, в течение которого этот параметр принимается постоянным. Данный период времени составил 6 лет.

3. Получены зависимости усредненного параметра потока отказов в зависимости от продолжительности эксплуатации и диаметров подземных распределительных газопроводов, а также изменения состояния металла и изоляционного покрытия подземных распределительных газопроводов, которые позволяют вычислить значения усредненного параметра отказа для диаметров, для которых нет данных по результатам эксплуатации.

4. На основании найденных зависимостей усредненного параметра потока отказов от продолжительности эксплуатации, диаметра, изменения состояния металла и изоляционного покрытия стальных подземных распределительных газопроводов получена эмпирическая математическая модель изменения надежности в процессе эксплуатации, которая позволяет определять их допустимый срок службы и принимать обоснованные решения о назначении капитального ремонта или вывода газопроводов из эксплуатации. Допустимый срок службы стальных подземных распределительных газопроводов низкого давления условной длиной 500 м

наружного диаметра 57 мм составил 21 год, 76 мм – 28 лет, 89 мм – 33 года, 108 мм – 41 год, 114 мм – 43 года, 133 мм – приблизительно 50 лет.

5. Разработаны рекомендации по повышению эксплуатационной надежности подземных распределительных газопроводов на основе прогнозирования отказов в зависимости от продолжительности эксплуатации и диаметров подземных распределительных газопроводов с использованием формулы Пуассона. Методика прогнозирования отказов внедрена в Макеевском управлении по газоснабжению и газификации Государственного Концерна «Донбассгаз».

6. Экономический эффект от внедрения разработанных мероприятий по повышению эксплуатационной надежности подземных распределительных газопроводов достигается за счет прогнозирования количества отказов газопроводов и определения участков, на которых возможно повреждение вследствие развития коррозии, на основе расчета усредненного параметра потока отказов, а также эффективного планирования расходов материально-технических и трудовых ресурсов. Экономия денежных средств от предотвращения одной утечки на газопроводе среднего давления диаметром 108х4 мм составляет 16704,1 руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник для вузов / А.А. Ионин. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1989. – 439 с.

2. Ионин, А.А. Надежность городских систем газоснабжения / А.А. Ионин, К.С. Алебеков, В.А. Жила, С.С. Затикян; под ред. А.А. Ионина. – М.: Стройиздат, 1980. – 231 с.

3. Баясанов, Д.Б. Распределительные системы газоснабжения / Д.Б. Баясанов, А.А. Ионин. – М: Стройиздат, 1977. – 407 с.

4. Стаскевич, Н.Л. Газоснабжение городов / Н.Л. Стаскевич. – Изд. 2-е перераб. и доп. – Л.: Гостоптехиздат, 1954. – 623 с.

5. Варфоломеев, В.А. Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения / В.А. Варфоломеев, Я.М. Торчинский, Р.Н. Шевченко. – К.: Будівельник, 1988. – 238 с.

6. Гордюхин, А.И. Режим работы городских систем газоснабжения / А.И. Гордюхин. – М.: Изд – во МКХ, 1955. – 202 с.

7. Бородин, И.В. Строительство газовых сетей: Учебное пособие / И.В. Бородин. – М.: Изд. Комхоза РСФСР, 1956. – 279 с.

8. Шальнов, А.П. Строительство подземных газопроводов в городских условиях / А.П. Шальнов. – М.: Стройиздат, 1959. – 367 с.

9. Демидов, Г.В. Городское газовое хозяйство / Г.В. Демидов. – М.: Стройиздат, 1960. – 287с.

10. Стаскевич, Н.Л. Справочное руководство по газоснабжению / Н.Л. Стаскевич – Л.: Гостехиздат, 1960. – 875 с.

11. Харионовский, В.В. Проблемы надежности и ресурса газопроводных систем / В.В. Харионовский // Наука о природном газе: настоящее и будущее. – М.: ВНИИГАЗ, 1998. – С.320-337.

12. Жила, В.А. Способы повышения надежности систем газораспределения в городском строительстве / В.А. Жила, Е.А. Гусарова, М.Д. Гулюкин // Инновации и инвестиции. – 2017. – № 11. – С. 139-141.

13. В.С. Седак. Надежность и качество процессов регулирования современных систем газоснабжения: монография / В.С. Седак, В.Н. Супонев, Н.Д. Каслин и др.; под общ. ред. В. С. Седака. – Х.: ХНАГХ, 2011. – 226 с.

14. Маринин, С.Ю. Надежность технических систем и техногенный риск: учебно-методическое пособие / С.Ю. Маринин, С.А. Солод. – Краснодар: КубГТУ, 2011. – 85 с.

15. Боярских, Г.А. Надежность технических систем: учеб. пособие / Г.А. Боярских, М.Л. Хазин. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. – 180 с.

16. Малкин, В.С. Надежность технических систем и техногенный риск / В.С. Малкин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2010. – 432 с.

17. Фастов, Л.М. Пути повышения надежности и безопасности эксплуатации систем газоснабжения / Л.М. Фастов. − М.: ЦБНТИ, 1984. − 39 с.

18. Фастов, Л.М. Надежность систем газоснабжения: монография / Л.М. Фастов, О.Н. Медведева, Е.Б. Соловьева. – Саратов: Сарат. гос. техн. ун-т, 2012. – 148 с.

19. Богданов, В.П. Для надежности систем газоснабжения / В.П. Богданов, Н.В. Егоров, Б.Н. Курицын // Жилищное и коммунальное хозяйство. – 1987. – № 5. – С. 33-34.

20. Мазур, И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: ИЦ ЕЛИМА, 2004. – 1097 с.

21. Седак, В.С. Инновационные технологии в диагностике и эксплуатации систем газоснабжения. – Харьков, 2006. – 228 с.

22. Сидоренко, М.В. Повышение надежности газоснабжения / М.В. Сидоренко. – М.: Недра, 1968. – 170 с.

23. Торчинский, Я.Л. Оптимизация проектируемых и эксплуатируемых газораспределительных систем / Я.Л. Торчинский. – Л.: Недра, 1988. – 240 с.

24. Седак, В.С. Факторы сложности обеспечения безопасности систем газоснабжения. Методы повышения надежности систем газоснабжения /

В.С. Седак, О.Н Слатова, Е.С. Кротикова // Коммунальное хозяйство городов: науч.-техн. сб. – Вып. 81. – К: Техника, 2008. – С. 164–172.

25. Белодворский, Ю.М. Утечки газа, их причины и устранение / Ю.М. Белодворский. – Л.: Недра, 1965. – 150 с.

26. Белодворский, Ю.М. Эксплуатация газового хозяйства / Ю.М. Белодворский. – Изд. 2-е, перераб. – М.: Стройиздат, 1971. – 223 с.

27. Заровный, П.Б. Газификация городов РСФСР в 1964 –1965 гг. / П.Б. Заровный // Газовая промышленность. – 2006. – № 5. – С. 33–39.

28. Коляда, И.А. Герметичность газопроводов и определение утечки газа / И.А. Коляда, П.М. Гофман – Захаров. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 69 с.

29. Бородин, И.В. Строительство газовых сетей и сооружений: Учебное пособие. – Изд. 2-е; перераб. и доп. / И.В. Бородин. – М.: Стройиздат, 1963. – 259 с.

30. Шальнов, А.П. Строительство подземных городских газопроводов / А.П. Шальнов. – Изд. 2-е перераб. – М.: Стройиздат, 1963. – 303 с.

31. Кулаков, Н.Г. Справочник по газоснабжению / Н.Г. Кулаков, И.А. Бережнов. – Киев: Будівельник, 1968. – 318 с.:

32. Вигдорчик, Д.Я. Устройство и эксплуатация городского газового хозяйства: Учебник / Д.Я. Вигдорчик, Н.И. Рябцев, К.Г. Кязимов и др. – М.: Высшая школа, 1968. – 341 с.

33. Бородин, И.В. Газовые сети и установки: Учебное пособие. Изд. 2-е перераб. и доп. / И.В. Бородин. – М.: Стройиздат, 1959. – 349 с.

34. Боксерман, Ю.И. Газоснабжение народного хозяйства и технический прогресс / Ю.И. Боксерман. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 92 с.

35. ДСТУ 2860-94 Надежность техники. Термины и определения: офиц. изд. – К.: Гостстандарт Украины, 1994. – 76 с.

36. СТО Газпром РД 2.5-141-2005 Газораспределение. Термины и определения. – М.: ИРЦ Газпром, 2005. – 39 с.

37. Р Газпром 2-2.3-485-2010 Расчет показателей надежности системы газораспределения. – М: ОАО «Газпром», 2011. – 38 с.

38. Бутузов В. А. Об эксплуатационной надежности тепловых сетей / В. А. Бутузов // Промышленная энергетика. – 1985. – №10. – С. 20 – 22.

39. Абрамов, А.Н. Эксплуатационная надежность технических систем: учеб. пособие / А.Н. Абрамов. – М.: МАДИ, 2019. – 120 с.

40. Теплинский, Ю.А. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов / Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. – 400 с.

41. Ясин, Э.М. Надежность магистральных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин. – М: Недра, 1972. – 183 с.

42. Аванесов, В.С. Промышленная безопасность н надёжность магистральных трубопроводов / В.С. Аванесов, А.Б. Александров, С.А. Александров и др.; под ред. А.И. Владимирова, В.Я. Кершенбаума. – М.: Национальный институт нефти и газа, 2009. – 696 с.

43. Ветошкин А.Г. Надёжность технических систем и техногенный риск / А.Г. Ветошкин. – Пенза: Изд-во ПГУАиС, 2003. – 154 с.

44. Харионовский, В.В. Надёжность и ресурс конструкций газопроводов / В.В. Харионовский. – М.: Недра, 2000. – 467 с.

45. ДСТУ 2862-94 Надежность техники. Методы расчета показателей надежности. Общие требования. – К.: Госстандарт, 1994. – 23 с.

46. РД 7-ВЭП Расчет систем централизованного теплоснабжения с учетом требований надежности. – М.: ВНИПИэнергопром, 2013. – 76 с.

47. Р Газпром 2-2.3-574-2011 Газораспределительные системы. Нормативные значения показателей эксплуатационной надежности. – М.: ОАО «Газпром», 2012. – 24 с.

48. Оленев, В.А. Уточнение метода оптимизации распределительных сетей / В.А. Оленев. – Изв. вузов. Нефть и газ. – 1980. – № 11. – С. 74-76.

49. Цикерман, Л.Я. Диагностика коррозии трубопроводов с применением ЭВМ / Л.Я. Цикерман. – М.: Недра, 1972. – 240 с.

50. Cunha, S. B. Comparison and Analysis of Pipeline Failure Statistics / S. B. Cunha // IPC2012-90186 (Canada). – 2012. – pp. 521-530.

51. Gas pipeline incidents. 8th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group. – [Электронный ресурс]. – 2011. – Режим доступа: https://www.egig.eu/startpagina/$61/$149

52. Lihang, Wang. Reliability Analysis of Gas Pipeline with Corrosion Defects / Wang Lihang // Journal of Materials Science and Engineering. – 2016. – В 6 (3-4). – pp. 101–104.

53. Подгорный А.А. Защита подземных металлических трубопроводов от коррозии / А.А. Подгорный. - К: Будівельник, 1988. – 175 с.

54. Улиг, Г.Г. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: пер. с англ. / Г.Г. Улиг, Р.У. Реви. – Л.: Химия, 1989. – 445 с.

55. Глазов, Н.П. Подземная коррозия трубопроводов, ее прогнозирование и диагностика / Н.П. Глазов. – М.: ИРЦ Газпром, 1994. – 89 с.

56. Никитенко, Е.А. Электрохимическая коррозия и защита магистральных газопроводов / Е.А. Никитенко. – М: Недра, 1972. – 183 с.

57. Ивашина, Ю.Г. Защита трубопроводов от коррозии / Ю.Г. Ивашина, Л.Е. Шпренгель. – К: Будівельник, 1980. – 72 с.

58. Волков, Б.Г. Справочник по защите подземных металлических сооружений от коррозии / Б.Г. Волков, Н.И. Тесов, В.В. Шувалов. – Л.: Недра, 1975. – 224 с.

59. Дизенко, Е.И. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров / Е.И. Дизенко, В.Ф. Новоселов, П.И. Тугунов, В.А. Юфин. – М.: Недра, 1978. – 199 с.

60. Глазков, В.И. Защита от коррозии протяженных металлических сооружений / В.И. Глазков, А.М. Зиневич, В.Г. Котик и др. – М.: Недра, 1969. – 311 с.

61. Глазков, В.И. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии / А.М. Зиневич, В.И. Глазков, В.Г. Котик. – М: Недра, 1975. – 287 с.

62. Лобзин, И.Р. Защита от коррозии подземных трубопроводов в условиях крупных городов / И.Р. Лобзин, Л.М. Ванштейн. – М: ГОСИНТИ, 1976. – 32 с.

63. Юхневич, Р. Техника борьбы с коррозией / Р. Юхневич, Е. Валашковский. А. Видуховский, Г. Станкевич; под ред. А.М. Сухотина. – Л: Химия, 1980. – 224 с.

64. Розенфельд, И.Л. Коррозия и защита металлов / И.Л. Розенфельд. – М.: Металлургия, 1969. – 448 с.

65. Томашов, Н.Д. Пассивность и защита металлов от коррозии / Н.Д. Томашов, Г.П. Чернова. – М.: Наука, 1965. – 208 с.

66. Жук, Н.П. Курс коррозии и защиты металлов / Н.П. Жук. – М.: Металлургия, 1976. – 472 с.

67. Скалли, Дж. Основы учения о коррозии и защите металлов / Дж. Скалли. – Москва: Мир, 1978. – 223 с.

68. Жуков, В.И. Битумная изоляция подземных трубопроводов / В.И. Жуков, Ф.Г. Храмихин. – М: Госстройиздат, 1954. – 120 с.

69. Томашов, Н.Д. Теория коррозии и защиты металлов / Н.Д. Томашов. – М: Изд-во Академии наук СССР, 1959. – 592 с.

70. Красноярский, В.В. Подземная коррозия металлов и методы борьбы с ней: учеб. пособие для строит. вузов / В.В. Красноярский, А.К. Ларионов. – М.: Министерство коммунального хозяйства РСФСР, 1962. – 216 с.

71. Цикерман, Л.Я. Расчет катодной защиты трубопроводов / Л.Я. Цикерман, К.К. Никольский, Л.Д. Разумов. – М.: Госстройиздат, 1958. – 142 с.

72. Козловская, А.А. Изоляционные материалы для защиты магистральных трубопроводов от коррозии / А.А. Козловская. – М: Гостоптехиздат, 1962. – 152 с.

73. Глазков, В.И. Защита магистральных трубопроводов от подземной коррозии / В.И. Глазков, П.Г. Дорошенко, В.Г. Котик. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 246 с.

74. ГОСТ 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: Стандартинформ, 2016. – 93 с.

75. Teixeira, A.P. Reliability of pipelines with corrosion defects / A.P. Teixeira, S.C. Guedes, T.A. Netto, S.F. Estefen // Int. J. Press. Vessel. Pip. – № 85. – 2008. – pp. 228–237.

76. Li, S.-X. Liang, Predicting corrosion remaining life of underground pipelines with a mechanically-based probabilistic model / S.-X. Li, S.-R. Yu, H.-L. Zeng, et al. // J. Pet. Sci. Eng. – № 65. – 2009. – pp. 162–166.

77. Zhang, S. Cost-based optimal maintenance decisions for corroding natural gas pipelines based on stochastic degradation models / S. Zhang, W. Zhou // Eng. Struct. – № 74. – 2014. – pp. 74–85.

78. Lecchi, M. Evaluation of predictive assessment reliability on corroded transmission pipelines / M. Lecchi // J Gas Sci. Eng. – № 3. – 2011. – pp. 633–641.

79. Pandey, M.D. Probabilistic models for condition assessment of oil and gas pipelines / M.D. Pandey // NDT&E Int. – №31 (5). – 1998. – pp. 349–358.

80. Mojtaba, M. Stochastic failure analysis of defected oil and gas pipelines [Электронный ресурс] / M. Mojtaba C.Q. Lee // Handbook of Materials Failure Analysis With Case Studies From the Oil and Gas Industry. – 2016. – pp. 235-255. – Режим доступа: http://dx.doi.org/10.1016/B978-0-08-100117-2.00014-5.

81. Ahammed, M. Reliability estimation of pressurised pipelines subject to localised corrosion defects / M. Ahammed, R.E. Melchers // Int. J. Press. Vessel. Pip. – № 69. – 1996. – pp. 267–272.

82. Caleyo, F. A study on the reliability assessment methodology for pipelines with active corrosion defects / F. Caleyo, J.L. Gonzales, J.M. Hallen // Int. J. Press. Vessel. Pip. – № 79. – 2002. – pp. 77–86.

83. СТО Газпром 9.2-003-2009 Проектирование электрохимической защиты подземных сооружений. – М.: ОАО «Газпром», 2009. – 43 с.

84. Борисов, Б.И. Несущая способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов / Б.И. Борисов. - М.: Недра, 1986. – 160 с.

85. Борисов Б.И. Защитная способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов / Б.И. Борисов. М.: Недра, 1987. – 126 с.

86. Мустафин, Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями [Электронный ресурс] / Ф.М. Мустафин // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2003. – №1. – Режим доступа:

http://ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf102.

87. Zhao, J. Analysis of some problems in design of Corrosion Protection for Long-distance Pipeline[M] / B. Wang, J. Zhao, et al. // ICPTT 2013: Trenchless Technology. – 2013. – pp. 891-898.

88. Стрижевский И.В., Зиневич А.М., Никольский К.К. и др. Защита металлических сооружений от подземной коррозии: Справочник. – 2-е изд., перераб. и доп. – М: Недра, 1981. – 293 с.

89. Маттссон, Э. Электрохимическая коррозия / Э. Маттссон. – М: Металлургия, 1991. – 158 с.

90. Orasheva, J. The Effect of corrosion defects on the failure of oil and gas transmission pipelines: a finite element modeling study [Электронный ресурс] / J. Orasheva. – University of North Florida, 2017. – Режим доступа: https://digitalcommons.unf.edu/etd/763.

91. Teixeira, A.P. Reliability of pipelines with corrosion defects / A.P. Teixeiraa, C. Guedes Soaresa, T.A. Nettob, S.F. Estefenb. – International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2008. – № 85. – pp. 228-237.

92. Лазуткина, О.Р. Химическое сопротивление и защита от коррозии: учебное пособие / О.Р. Лазуткина. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2014. – 140 с.

93. Полозов, В.А. Критерии опасности повреждений магистральных газопродуктопроводов / В.А. Полозов // Газовая промышленность. – 1998. – № 6. – С. 13-14.

94. Лифшиц, Л.С. Об определении ударной вязкости при низких температурах и склонности металла к зарождению и развитию трещин / Л.С. Лившиц, А.С. Рахманов // Заводская лаборатория. – 1953. – № 2. – С. 51–54.

95. РД 39Р-00147105-025-02 Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов. – М.: ВНИИСТ, 2002. – 12 с.

96. Ямалеев, К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов / К.М. Ямалеев. – М. : ВНИИОЭНГ, 1990. – 61 с.

97. Вэй, Б. Метод определения остаточного ресурса защитных покрытий трубопроводов / Вэй Бэй, Ф.М. Мустафин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2. – С.151-158.

98. Зиневич, А.М. Прогнозирование скорости старения покрытий подземных металлических трубопроводов / А.М. Зиневич. – М.: ЦНТИ Мингазпрома, 1966. – 89 с.

99. Крикунец, А.М. К вопросу о прогнозировании старения изоляции трубопроводов / А.М. Крикунец // Газовое дело. – 1966. – № 4. – С. 48.

100. РД 39Р-00147105-025-02 Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов. – М.: ВНИИСТ, 2002. – 12 с.

101. Малахов, А.И. Основы металловедения и теории коррозии: учебник для машиностроительных техникумов / А.И. Малахов, А.П. Жуков. – М.: Высшая школа, 1978. – 192 с.

102. Королёв, В.И. Экспертное диагностирование коррозионного разрушения при определении остаточного ресурса строительных металлоконструкций в коррозионных средах / В.И. Королёв, И.А. Волкова, Е.В. Шелихова // Техническая диагностика и неразрушающий контроль. – 2002. – №2. – С. 6-10.

103. Абдуллин, И.Г. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой. – Уфа: Гилем, 1997. – 177 с.

104. Р Газпром 2-2.3-789-2014 Газораспределительные системы. Определение остаточного ресурса сварных соединений распределительных трубопроводов. – М.: ОАО «Газпром», 2014. – 19 с.

105. ГОСТ Р 58094-2018 Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации стальных наружных газопроводов при проектировании. – М.: Стандартинформ, 2018. – 19 с.

106. РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. – М.: Горгостехнадзор России, 2001. – 75 с.

107. СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 2.04.12-86. – М.: Минстрой РФ, 2012. – 24 с.

108. СП 16.13330.2017 Стальные конструкции. – М.: Стандартинформ, 2017. – 142 с.

109. СНиП 2.04.08-87* Газоснабжение. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 64 с.

110. Василенко, И.И. Коррозионное растрескивание сталей / И.И. Василенко, Р.К. Мелехов. – К: Наукова думка, 1977. – 264 с.

111. Скорчеллетти, В.В. Теоретические основы коррозии металлов / В.В. Скорчеллетти. – Л.: Химия, 1973. – 284 с.

112. Акимов, Г.В. Теория и методы исследования коррозии металлов / Акимов Г.В. – М., Л.: Издательство АН СССР, 1945. – 414 с.

113. Романов, В.В. Методы исследования коррозии металлов / В.В. Романов. – М.: Металлургия, 1965. – 281 с.

114. Березин, В.Л. Капитальный ремонт магистральных трубопроводов / В.Л. Березин, К.Е. Ращепкин, Л.Г. Телегин и др. – Москва: Недра, 1978. – 364 с.

115. ВРД 39-1.10-004-99 Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. – М.: ИРЦ «Газпром», 2000. – 51 с.

116. Рудаченко, А.В. Эксплуатационная надежность трубопроводных систем: учебное пособие / А.В. Рудаченко, С.С. Байкин. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 117 с.

117. Гордюхин, А.И. Эксплуатация и ремонт газовых сетей / А.И. Гордюхин. – Л.: Недра, 1974. – 199 с.

118. Правила безопасности систем газоснабжения Украины: ДНАОП 0.00-1.20-98 – К.: 1998. – 73 с.

119. Р Газпром Газораспределение 2.11-2016 Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов. – СПб.: ОАО «Газпром газораспределение», 2016. – 118 с.

120. Руководство по безопасности «Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов». – М.: Гостехнадзор, 2017. – 91 с.

121. Ионин, А.А. Интенсивность отказов участков газопроводов городских газовых сетей / А.А. Ионин, В.А. Жила // Газовая промышленность. – 1972. – №10. – С. 20-24.

122. Johnson, N.L. Continuous univariate distributions / N.L. Johnson, S. Kotz, N. Balakrishnan. – New York: John Wiley & Sons, 1994. – p. 761.

123. Meeker, W.Q. Statistical Methods for Reliability Data / W.Q. Meeker, L.A. Escobar. – New York: John Wiley and Sons, 1998. – p. 701.

124. Alzbutas, R. Risk and uncertainty analysis of gas pipeline failure and gas combustion consequence [Электронный ресурс] / R. Alzbutas, T. Iesmantas, M. Povilaitis, J. Vitkutė. – 2014. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/263428388_Risk_and_uncertainty_analysis_of_gas_pipeline_failure_and_gas_combustion_consequence

125. Nahal, M. Numerical model for estimating time-dependent reliability of a corroding pipeline over its lifetime [Электронный ресурс] / M. Nahal, R. Khelif // International Journal of Advanced Structural Engineering volume. – 2019. – № 11. – Режим доступа: https://doi.org/10.1007/s40091-018-0210-4.

126. Rausand, M. and 1996 The basic concepts of failure analysis / M. Rausand, K. Qien // Reliability Engineering and System Safety. – 1996. – № 53. – pp. 73-83.

127. Iesmantas, T. Age-dependent probabilistic analysis of failures in gas pipeline networks / T. Iesmantas, R. Alzbutas // Proceedings of the of 8th Annual Conference of Young Scientists on Energy Issues, 26–27 May 2011, Lithuania. – 2011. – ISSN 1822–7554. – pp. 1–9.

128. Zvirko, O.I. Stress corrosion cracking of gas pipeline steels of different strength [Электронный ресурс] / O. I. Zvirko, S.F. Savula, V.M. Tsependa et al // 21st European Conference on Fracture, ECF21, 20-24 June 2016, Catania, Italy. – 2016. – № 2. – pp. 509-516. – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/305623271.

129. Лапин, А.Е. Прогнозирование коррозионных повреждений магистрального газопровода / А.Е. Лапин, Ю.Н. Мальцев, И.Г. Романов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – Т.11, № 5 (2). – 2009. – С. 301–304.

130. Седак, В.С. Методика анализа аварийных рисков и прогноза отказов региональных распределительных систем газоснабжения (РРСГ) /

В.С. Седак, Н.Д. Каслин // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2011. – № 5. – С. 70-78.

131. Лепеш, Г.В. Прогнозирование безопасности технических систем // Технико-технологические проблемы сервиса. – № 2 (48). – 2019. – С. 9-16.

132. Тугунов, П.И. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 658 с.

133. Новоселов В.Ф. Типовые расчеты противокоррозионной защиты металлических сооружений нефтегазопроводов и нефтебаз / В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, В.Н. Димитров. – Уфа: Изд. Уфим. нефт. ин-та, 1989. – 98 с.

134. ВСН I-53-74 Указания по прогнозированию изменения защитных свойств изоляционных покрытий и параметров установок катодной защиты магистральных трубопроводов. – М.: ЦНТИ ВНИИСТ, 1974. – 24 с.

135. Вэй, Б. Экспериментальное исследование снижения переходного сопротивления изоляционных покрытий / Вэй Бэй, Ф.М. Мустафин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2. – С.159-169.

136. Вэй, Б. Экспериментальные исследования изменения переходного сопротивления защитных покрытий трубопроводов / Вэй Бэй, Ф.М. Мустафин, Л.И. Быков // Нефтегазовое дело [Электронный ресурс]: Электрон.журн. – 2015. – № 2. – С. 156-178. – Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/2_2015/ogbus_2_2015_p156-78_WeiBei_ru_en.pdf

137. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – М.: ИПК «Издательство стандартов», 1998. – 42 с.

138. Болотин, В.В. Применение методов теории вероятностей и теории надежности в расчетах сооружений / В.В. Болотин. – М.: Стройиздат, 1971. – 255 с.

139. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М: Наука, 1969. – 576 с.

140. Гнеденко, Б.В. Математические методы в теории надежности / Б.В. Гнеденко, Ю.К. Беляев, А.Д. Соловьев. – М.: Наука, 1965. – 534 с.

141. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит. – М. : Вильямс, 2007. – 912 с.

142. Айвазян, С.А. Прикладная статистика. Исследование зависимостей / С.А. Айвазян, И.С Енюков, Л.Д. Мешалкин. – М.: Финансы и статистика, 1985. – 488 с.

143. Шор, Я.Б. Статистические методы анализа и контроля качества и надёжности / Я.Б. Шор. – М.: Советское радио, 1962. – 553 с.

144. Львовский, Е.Н. Статистические методы построения эмпирических формул / Е.Н. Львовский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1988. – 239 с.

145. Makarov, V.A. Mathematical modelling of electrochemical protection / V.A. Makarov, V.T. Ivanov, N.P. Glazov // Proc. 10th Int. Conf. on metalliccorrosion. Madras. – Vol. 3. – 1987. – pp. 927–934.

146. ГОСТ Р 50.1.040-2002 Статистические методы. Планирование экспериментов. Термины и определения. – М.: Госстандарт России, 2002. – 36 с.

147. Румшиский, Л.З. Математическая обработка результатов эксперимента: справочное руководство / Л.З. Румшиский – М.: Недра, 1971. – 192 с.

148. Браверман, Э.И. Структурные методы обработки эмпирических данных / Э.И. Браверман, И. Б. Мучник. – М.: Наука, 1983. – 464 с.

149. Уилкс, С. Математическая статистика / С. Уилкс. – М.: Наука, 1967. – 632 с.

150. Крамер, Г. Математические методы статистики / Г. Крамер. – М.: Мир, 1975. – 648 с.

151. Корчуганова, М.А. Лабораторный практикум по дисциплине «Эконометрика» учебное пособие / М.А. Корчуганова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 91 с.

152. ГОСТ Р 50779.27-2017 Статистические методы. Распределение Вейбулла. Анализ данных. – М.: Стандартинформ, 2017. – 59 с.

153. ГОСТ 8.010-2013 Методики выполнения измерений. Основные положения. – М.: Стандартинформ, 2013. – 99 с.

154. Кравченко, Н.С. Методы обработки результатов измерений и оценки погрешностей в учебном лабораторном практикуме: учебное пособие / Н.С. Кравченко, О.Г. Ревинская. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 88 с.

155. Николаев, А.А. Справочник проектировщика. Проектирование тепловых сетей / А.А. Николаев. – М.: Издательство литературы по строительству, 1965. – 359 с.

156. ГОСТ 535-2005 Прокат сортовой и фасонный из стали углеродистой обыкновенного качества. Общие технические условия. – М.: Стандартинформ, 2005. – 12 с.

157. Багдасаров, В.А. Аварийная служба городского газового хозяйства / В.А. Багдасаров. – Л.: Недра, 1975. – 407 с.

158. Багдасаров, В.А. Обслуживание и ремонт городских газопроводов / В.А. Багдасаров. – Л.: Недра, 1974. – 278 с.

159. Геренрот, И.С. Ремонтно – аварийная служба на магистральных газопроводах / И.С. Геренрот. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 163 с.

160. Красных, Б.А. Анализ аварий и несчастных случаев на объектах газового надзора / Б.А. Красных, В.Ф. Мартынюк, Т.А. Сергиенко и др. – М.: Газнадзор, 2003. – 75 с.

161. Р Газпром газораспределение 12.2.2-2-2015 Порядок определения объема природного газа при аварийных выбросах. – СПб.: ОАО «Газпром газораспределение», 2015. – 38 с.

162. Примерный прейскурант на услуги газового хозяйства по техническому обслуживанию и ремонту газораспределительных систем. – Саратов: ОАО «Гипрониигаз», 2001. – 130 с.

163. Ишаков, И.Г. Роль метана в изменении климата. – И.Г. Ишаков. – М.: НИИПЭ, 2018. – 135 с.

164. Scientific assessment of ozone depletion: 1994. WMO Global ozone research and monitoring project. – Geneva, 1995. – Report № 37. – p. 577.

165. Kirschke, S. Three decades of global methane sources and sinks Bousquet / S. P. Kirschke, P. Ciais et al. // Nature Geoscience. – Published online 22 September 2013. – pp. 813–823.

Приложение А

Повреждения стальных подземных распределительных газопроводов г. Горловка

Таблица А.1 – Данные о повреждениях распределительных газопроводов г. Горловка

№ п/п	Год обнаружения утечки, год	Количество утечек n, шт.	Наружный диаметр газопровода D, мм	Год заложения, год	Общая длина газопроводов года заложения, L_k, м	Длина газопроводов года заложения диаметра L_{ki}, м	Причина
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1978	1	530	1954	3688	161	влияние горных подработок
2	1978	1	108	1951	659	659	влияние горных подработок
3	1978	1	133	1962	13052	2199	влияние горных подработок
4	1979	1	530	1954	3688	161	влияние горных подработок
5	1979	1	219	1958	3864	1446	влияние горных подработок
6	1979	1	108	1961	31864	7343	влияние горных подработок
7	1979	1	530	1970	12896	8055	механическое повреждение
8	1980	1	219	1958	3864	1446	влияние горных подработок
9	1980	1	219	1958	3864	1446	влияние горных подработок
10	1980	1	133	1962	13052	2199	влияние горных подработок
11	1982	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
12	1983	1	108	1961	31864	7343	влияние горных подработок

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
13	1983	1	108	1961	31864	7343	влияние горных подработок
14	1983	1	530	1970	12896	8055	механическое повреждение
15	1984	1	426	1954	3688	2347	влияние горных подработок
16	1984	1	108	1958	3864	2095	коррозия
17	1984	1	89	1959	904	555	коррозия
18	1985	1	426	1954	3688	2347	влияние горных подработок
19	1985	1	530	1954	3688	161	влияние горных подработок
20	1985	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
21	1985	1	159	1961	31864	4143	коррозия
22	1985	1	426	1969	10070	5829	влияние горных подработок
23	1985	1	108	1970	12896	2986	коррозия
24	1986	1	108	1951	659	659	коррозия
25	1986	1	108	1961	31864	7343	коррозия
26	1986	1	108	1963	11269	1272	влияние горных подработок
27	1986	1	89	1966	5869	1554	механическое повреждение
28	1986	1	108	1967	8181	2867	влияние горных подработок
29	1986	1	108	1970	12896	2986	коррозия
30	1987	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
31	1990	1	133	1964	4892	2735	коррозия

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
32	1991	1	108	1961	31864	7343	влияние горных подработок
33	1991	1	108	1961	31864	7343	влияние горных подработок
34	1992	1	89	1961	31864	2018	влияние горных подработок
35	1992	1	325	1961	31864	12308	коррозия
36	1993	1	530	1954	3688	161	влияние горных подработок
37	1993	1	89	1961	31864	2018	влияние горных подработок
38	1994	1	108	1958	3864	2095	коррозия
39	1994	1	108	1961	31864	7343	коррозия
40	1994	1	219	1962	13052	1607	коррозия
41	1994	1	133	1964	4892	2735	коррозия
42	1994	1	76	1965	10575	287	коррозия
43	1995	1	108	1961	31864	7343	коррозия
44	1996	1	219	1960	4689	2843	влияние горных подработок
45	1996	1	273	1963	11269	1966	коррозия
46	1996	1	133	1964	4892	2735	коррозия
47	1996	1	108	1974	6580	2466	влияние горных подработок
48	1996	1	159	1975	7710	2563	влияние горных подработок
49	1997	1	108	1961	31864	7343	коррозия
50	1997	1	325	1961	31864	12308	коррозия

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
51	1997	1	133	1964	4892	2735	коррозия
52	1997	1	89	1965	10575	1906	коррозия
53	1997	1	89	1965	10575	1906	коррозия
54	1998	1	108	1958	3864	2095	коррозия
55	1998	1	108	1961	31864	7343	коррозия
56	1998	1	89	1961	31864	2018	коррозия
57	1998	1	89	1965	10575	1906	коррозия
58	1998	1	89	1965	10575	1906	коррозия
59	1998	1	89	1965	10575	1906	коррозия
60	1998	1	159	1965	10575	2233	коррозия
61	1998	1	159	1969	10070	507	влияние горных подработок
62	1999	1	108	1951	659	659	коррозия
63	1999	1	377	1954	3688	1076	влияние горных подработок
64	1999	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
65	1999	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
66	1999	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
67	2000	1	426	1954	3688	2347	влияние горных подработок
68	2000	1	377	1954	3688	1076	влияние горных подработок
69	2000	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
70	2000	1	133	1960	4689	649	коррозия
71	2000	1	325	1961	31864	12308	коррозия
72	2000	1	108	1961	31864	7343	коррозия
73	2000	1	108	1965	10575	2327	коррозия
74	2000	1	114	1969	10070	639	коррозия
75	2000	1	108	1970	12896	2986	коррозия
76	2001	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
77	2001	1	325	1961	31864	12308	коррозия
78	2001	1	57	1962	13052	136	коррозия
79	2001	1	219	1965	10575	2146	коррозия
80	2001	1	159	1965	10575	2233	коррозия
81	2001	1	108	1974	6580	2466	коррозия
82	2002	1	89	1959	904	555	коррозия
83	2002	1	89	1959	904	555	коррозия
84	2002	1	76	1960	4689	110	коррозия
85	2002	1	108	1961	31864	7343	коррозия
86	2002	1	133	1963	11269	964	коррозия
87	2002	1	108	1965	10575	2327	коррозия
88	2002	1	108	1965	10575	2327	коррозия

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
89	2002	1	219	1965	10575	2146	влияние горных подработок
90	2002	1	426	1969	10070	5829	коррозия
91	2002	1	530	1970	12896	8055	коррозия
92	2002	1	159	1975	7710	2563	коррозия
93	2003	1	108	1958	3864	2095	коррозия
94	2003	3	108	1961	31864	7343	коррозия
95	2003	1	57	1966	5869	339	влияние горных подработок
96	2003	1	114	1972	2414	1110	коррозия
97	2003	1	57	1975	7710	219	коррозия
98	2003	1	108	1975	7710	2411	механическое повреждение
99	2004	1	530	1970	12896	8055	коррозия
100	2005	1	89	1961	31864	2018	коррозия
101	2005	1	273	1963	11269	1966	коррозия
102	2005	1	108	1963	11269	1272	коррозия
103	2005	1	159	1965	10575	2233	коррозия
104	2005	1	114	1972	2414	1110	коррозия
105	2005	1	530	1978	9266	4561	коррозия
106	2006	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок
107	2006	1	108	1958	3864	2095	влияние горных подработок

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
108	2006	1	108	1961	31864	7343	коррозия
109	2007	1	108	1961	31864	7343	коррозия
110	2007	1	108	1962	13052	3776	влияние горных подработок
111	2007	1	108	1964	4892	339	коррозия
112	2007	1	159	1968	2672	1842	коррозия
113	2008	1	530	1954	3688	161	влияние горных подработок
114	2008	1	89	1959	904	555	коррозия
115	2008	1	89	1962	13052	3553	коррозия
116	2008	1	133	1962	13052	2199	влияние горных подработок
117	2008	1	219	1965	10575	2146	коррозия
118	2008	1	108	1967	8181	2867	коррозия
119	2008	1	159	1967	8181	2010	влияние горных подработок
120	2009	1	89	1959	904	555	коррозия
121	2009	1	159	1961	31864	4143	коррозия
122	2009	1	108	1962	13052	3776	коррозия
123	2009	1	108	1962	13052	3776	коррозия
124	2009	1	108	1963	11269	1272	коррозия
125	2009	1	133	1964	4892	2735	коррозия
126	2009	1	108	1967	8181	2867	коррозия

Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5	6	7	8
127	2009	1	108	1967	8181	2867	коррозия
128	2009	1	426	1969	10070	5829	коррозия
129	2010	1	273	1963	11269	1966	разрыв сварного шва
130	2010	1	530	1970	12896	8055	коррозия
131	2010	1	76	1975	7710	246	коррозия
132	2010	1	57	1975	7710	219	коррозия
133	2011	1	89	1961	31864	2018	разрыв сварного шва
134	2011	1	108	1961	31864	7343	коррозия
135	2011	1	133	1963	11269	964	коррозия
136	2011	1	108	1963	11269	1272	коррозия
137	2011	1	108	1966	5869	2291	коррозия
138	2011	1	159	1967	8181	2010	коррозия
139	2011	1	108	1970	12896	2986	разрыв сварного шва
140	2011	1	114	1972	2414	1110	коррозия
141	2011	1	114	1972	2414	1110	коррозия
142	2011	1	108	1974	6580	2466	коррозия

Приложение Б

Прогнозирование количества утечек газа

Таблица Б.1 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 57 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	21	0,000761	0,000632	0,016	0,013	0	0	0
53	1958	226	0,000760	0,000632	0,012	0,009	1	1	0
52	1959	151	0,000757	0,000632	0,006	0,087	1	0	0
51	1960	72	0,000754	0,000632	0,051	0,043	0	0	0
50	1961	75	0,000747	0,000632	0,053	0,045	0	0	0
49	1962	136	0,000738	0,000632	0,091	0,079	0	0	0
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	537	0,000686	0,000632	0,047	0,041	1	1	0
45	1966	339	0,000661	0,000632	0,020	0,019	1	1	0
44	1967	86	0,000632	-	0,051	-	0	-	0
43	1968	16	0,000601	-	0,010	-	0	-	0
42	1969	83	0,000568	-	0,045	-	0	-	0
41	1970	209	0,000534	-	0,006	-	1	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	196	0,000467	-	0,084	-	0	-	0
38	1973	244	0,000437	-	0,096	-	0	-	0
37	1974	1408	0,000408	-	0,093	-	1	-	0
36	1975	219	0,000382	-	0,077	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	334	0,000339	-	0,006	-	1	-	0
33	1978	15	0,000321	-	0,005	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	343	0,000293	-	0,091	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	81	0,000267	-	0,021	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	29	0,000250	-	0,007	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	31	0,000243	-	0,007	-	0	-	0
18	1993	17	0,000243	-	0,004	-	0	-	0
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Б.2 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 76 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	13	0,001375	0,000724	0,018	0,009	0	0	0
52	1959	163	0,001324	0,000724	0,019	0,006	1	1	0
51	1960	110	0,001264	0,000724	0,008	0,074	1	0	0
50	1961	1007	0,001196	0,000724	0,087	0,031	2	2	0
49	1962	24	0,001121	0,000724	0,026	0,017	0	0	0
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	57	0,000961	0,000724	0,052	0,040	0	0	0
46	1965	287	0,000880	0,000724	0,025	0,018	1	1	0
45	1966	130	0,000800	0,000724	0,094	0,086	0	0	0
44	1967	62	0,000724	-	0,043	-	0	-	0
43	1968	112	0,000652	-	0,068	-	0	-	0
42	1969	106	0,000586	-	0,058	-	0	-	0
41	1970	99	0,000526	-	0,049	-	0	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	155	0,000384	-	0,056	-	0	-	0
37	1974	1208	0,000349	-	0,058	-	1	-	0
36	1975	246	0,000318	-	0,072	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	0	-	-	-	-	-	-	-
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	18	0,000217	-	0,004	-	0	-	0
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	13	0,000204	-	0,003	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	129	0,000195	-	0,025	-	0	-	0
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	11	0,000190	-	0,002	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	30	0,000187	-	0,006	-	0	-	0
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Б.3 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 89 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	16	0,000645	0,000364	0,010	0,006	0	0	0
53	1958	84	0,000624	0,000393	0,050	0,030	0	0	0
52	1959	555	0,0006	0,000364	0,040	0,017	1	1	0
51	1960	76	0,000574	0,000393	0,042	0,027	0	0	0
50	1961	2018	0,000545	0,000364	0,074	0,032	2	2	0
49	1962	3553	0,000515	0,000393	0,075	0,099	2	2	0
48	1963	1005	0,000484	0,000364	0,073	0,046	1	1	0
47	1964	127	0,000453	0,000393	0,054	0,044	0	0	0
46	1965	1906	0,000422	0,000364	0,039	0,028	2	2	0
45	1966	1554	0,000393	0,000364	0,021	0,091	1	1	0
44	1967	725	0,000364	-	0,027	-	1	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	0	-	-	-	-	-	-	-
41	1970	445	0,00029	-	0,007	-	1	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	128	0,000251	-	0,031	-	0	-	0
38	1973	283	0,000235	-	0,062	-	0	-	0
37	1974	480	0,00022	-	0,095	-	0	-	0
36	1975	335	0,000208	-	0,065	-	0	-	0
35	1976	10	0,000197	-	0,002	-	0	-	0
34	1977	125	0,000188	-	0,023	-	0	-	0
33	1978	27	0,000181	-	0,005	-	0	-	0
32	1979	10	0,000174	-	0,002	-	0	-	0
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	13	0,000158	-	0,002	-	0	-	0
27	1984	13	0,000155	-	0,002	-	0	-	0
26	1985	15	0,000154	-	0,002	-	0	-	0
25	1986	12	0,000152	-	0,002	-	0	-	0
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	20	0,000149	-	0,003	-	0	-	0
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Б.4 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 108 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	833	0,000945	0,000354	0,037	0,032	2	1	0
53	1958	2095	0,000857	0,000354	0,072	0,032	3	2	0
52	1959	22	0,000776	0,000354	0,017	0,008	0	0	0
51	1960	449	0,000700	0,000354	0,036	0,011	1	1	0
50	1961	7343	0,000631	0,000351	0,045	0,072	0	4	1
49	1962	3776	0,000567	0,000351	0,044	0,034	4	3	0
48	1963	1272	0,000509	0,000335	0,024	0,059	2	1	1
47	1964	339	0,000456	0,000335	0,010	0,006	1	1	0
46	1965	2327	0,000408	0,000335	0,055	0,036	2	2	0
45	1966	2291	0,000365	0,000326	0,042	0,033	2	2	1
44	1967	2867	0,000326	-	0,053	-	2	-	0
43	1968	357	0,000291	-	0,094	-	0	-	0
42	1969	1768	0,000260	-	0,067	-	1	-	0
41	1970	2986	0,000232	-	0,028	-	2	-	0
40	1971	1538	0,000207	-	0,037	-	1	-	0
39	1972	111	0,000186	-	0,020	-	0	-	0
38	1973	478	0,000167	-	0,074	-	0	-	0
37	1974	2466	0,000151	-	0,048	-	1	-	1
36	1975	2411	0,000136	-	0,039	-	1	-	0
35	1976	242	0,000124	-	0,029	-	0	-	0
34	1977	916	0,000113	-	0,093	-	0	-	0
33	1978	42	0,000104	-	0,004	-	0	-	0
32	1979	66	0,000096	-	0,006	-	0	-	0
31	1980	999	0,000089	-	0,082	-	0	-	0
30	1981	45	0,000084	-	0,004	-	0	-	0
29	1982	136	0,000079	-	0,011	-	0	-	0
28	1983	1103	0,000075	-	0,076	-	0	-	0
27	1984	169	0,000072	-	0,012	-	0	-	0
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	953	0,000067	-	0,060	-	0	-	0
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	295	0,000063	-	0,018	-	0	-	0
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	2327	0,000060	-	0,008	-	1	-	0

Таблица Б.5 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 114 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	20	0,000263	0,000158	0,005	0,003	0	0	0
50	1961	38	0,000248	0,000158	0,009	0,006	0	0	0
49	1962	11	0,000233	0,000158	0,003	0,002	0	0	0
48	1963	4820	0,000217	0,000158	0,067	0,034	2	2	0
47	1964	18	0,000202	0,000158	0,004	0,003	0	0	0
46	1965	86	0,000186	0,000158	0,016	0,013	0	0	0
45	1966	139	0,000172	0,000158	0,023	0,021	0	0	0
44	1967	24	0,000158	-	0,004	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	636	0,000134	-	0,078	-	0	-	0
41	1970	0	-	-	-	-	-	-	-
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	1110	0,000105	-	0,006	-	1	-	2
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	80	0,000092	-	0,007	-	0	-	0
36	1975	81	0,000086	-	0,007	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	30	0,000075	-	0,002	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	172	0,000068	-	0,012	-	0	-	0
29	1982	10	0,000067	-	0,001	-	0	-	0
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	13	0,000064	-	0,001	-	0	-	0
25	1986	12	0,000063	-	0,001	-	0	-	0
24	1987	75	0,000063	-	0,005	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	100	0,000062	-	0,006	-	0	-	0

Таблица Б.6 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 133 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	15	0,000541	0,000177	0,008	0,003	0	0	0
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	649	0,000393	0,00022	0,025	0,007	1	1	0
50	1961	1721	0,000352	0,000177	0,020	0,041	2	1	0
49	1962	2199	0,000314	0,00022	0,028	0,061	2	1	0
48	1963	964	0,000281	0,000177	0,028	0,012	1	1	1
47	1964	2735	0,000251	0,000199	0,027	0,072	2	1	0
46	1965	657	0,000223	0,000177	0,009	0,006	1	1	0
45	1966	546	0,000199	0,000199	0,097	0,088	0	0	0
44	1967	944	0,000177	-	0,012	-	1	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	0	-	-	-	-	-	-	-
41	1970	0	-	-	-	-	-	-	-
40	1971	200	0,000112	-	0,022	-	0	-	0
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	150	9,02E-05	-	0,013	-	0	-	0
37	1974	244	8,13E-05	-	0,019	-	0	-	0
36	1975	583	7,36E-05	-	0,041	-	0	-	0
35	1976	1379	6,7E-05	-	0,084	-	0	-	0
34	1977	47	6,13E-05	-	0,003	-	0	-	0
33	1978	31	5,65E-05	-	0,002	-	0	-	0
32	1979	148	5,23E-05	-	0,008	-	0	-	0
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	135	3,38E-05	-	0,005	-	0	-	0
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	244	3,35E-05	-	0,008	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.7 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 159 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	13	0,000116	0,000121	0,002	0,002	0	0	0
51	1960	470	0,000116	0,000121	0,052	0,054	0	0	0
50	1961	4143	0,000116	0,000121	0,071	0,076	1	1	0
49	1962	367	0,000116	0,000121	0,041	0,042	0	0	0
48	1963	669	0,000115	0,000121	0,071	0,075	0	0	0
47	1964	580	0,000115	0,000121	0,062	0,065	0	0	0
46	1965	2233	0,000114	0,000121	0,025	0,028	1	1	0
45	1966	465	0,000112	0,000121	0,049	0,053	0	0	0
44	1967	2010	0,00011	-	0,020	-	1	-	1
43	1968	1842	0,000107	-	0,016	-	1	-	0
42	1969	507	0,000103	-	0,049	-	0	-	0
41	1970	435	9,8E-05	-	0,041	-	0	-	0
40	1971	697	9,26E-05	-	0,060	-	0	-	0
39	1972	289	8,66E-05	-	0,024	-	0	-	0
38	1973	2332	8,02E-05	-	0,014	-	1	-	0
37	1974	550	7,36E-05	-	0,039	-	0	-	0
36	1975	2563	6,71E-05	-	0,012	-	1	-	0
35	1976	105	6,08E-05	-	0,006	-	0	-	0
34	1977	516	5,48E-05	-	0,027	-	0	-	0
33	1978	0	-	-	-	-	-	-	-
32	1979	578	4,42E-05	-	0,025	-	0	-	0
31	1980	360	3,98E-05	-	0,014	-	0	-	0
30	1981	433	3,59E-05	-	0,015	-	0	-	0
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	819	2,38E-05	-	0,019	-	0	-	0
24	1987	56	2,25E-05	-	0,001	-	0	-	0
23	1988	424	2,15E-05	-	0,009	-	0	-	0
22	1989	1776	2,07E-05	-	0,035	-	0	-	0
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	726	1,93E-05	-	0,014	-	0	-	0
18	1993	70	1,9E-05	-	0,001	-	0	-	0
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	394	1,86E-05	-	0,007	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.8 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 219 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	1446	5,54E-05	5,336E-05	0,071	0,073	0	0	0
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	2843	5,54E-05	5,33E-05	0,010	0,010	1	1	0
50	1961	979	5,54E-05	5,33E-05	0,049	0,051	0	0	0
49	1962	1607	5,54E-05	5,33E-05	0,079	0,080	0	0	0
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	2146	5,49E-05	5,33E-05	0,006	0,006	1	1	0
45	1966	370	5,45E-05	5,33E-05	0,019	0,020	0	0	0
44	1967	0	-	-	-	-	-	-	-
43	1968	345	5,33E-05	-	0,018	-	0	-	0
42	1969	103	5,24E-05	-	0,005	-	0	-	0
41	1970	222	5,13E-05	-	0,011	-	0	-	0
40	1971	301	5,01E-05	-	0,015	-	0	-	0
39	1972	13	4,88E-05	-	0,001	-	0	-	0
38	1973	1740	4,74E-05	-	0,076	-	0	-	0
37	1974	144	4,59E-05	-	0,007	-	0	-	0
36	1975	797	4,45E-05	-	0,034	-	0	-	0
35	1976	435	4,31E-05	-	0,018	-	0	-	0
34	1977	635	4,17E-05	-	0,026	-	0	-	0
33	1978	173	4,05E-05	-	0,007	-	0	-	0
32	1979	1085	3,93E-05	-	0,041	-	0	-	0
31	1980	204	3,83E-05	-	0,008	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	1789	3,6E-05	-	0,060	-	0	-	0
27	1984	943	3,55E-05	-	0,032	-	0	-	0
26	1985	1167	3,5E-05	-	0,039	-	0	-	0
25	1986	794	3,46E-05	-	0,027	-	0	-	0
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	24	3,36E-05	-	0,001	-	0	-	0
19	1992	19	3,35E-05	-	0,001	-	0	-	0
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	974	3,34E-05	-	0,031	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.9 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 273 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	242	5,35E-05	3,77E-05	0,009	0,013	0	0	0
49	1962	1379	5,07E-05	3,77E-05	0,049	0,065	0	0	0
48	1963	1966	4,79E-05	3,77E-05	0,069	0,086	0	0	0
47	1964	1036	4,51E-05	3,77E-05	0,038	0,045	0	0	0
46	1965	396	4,25E-05	3,77E-05	0,015	0,017	0	0	0
45	1966	35	4E-05	3,77E-05	0,010	0,001	0	0	0
44	1967	662	3,77E-05	-	0,024	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	668	3,35E-05	-	0,022	-	0	-	0
41	1970	370	3,16E-05	-	0,012	-	0	-	0
40	1971	512	3E-05	-	0,015	-	0	-	0
39	1972	450	2,85E-05	-	0,013	-	0	-	0
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	68	2,51E-05	-	0,002	-	0	-	0
35	1976	1160	2,42E-05	-	0,027	-	0	-	0
34	1977	499	2,35E-05	-	0,012	-	0	-	0
33	1978	872	2,28E-05	-	0,020	-	0	-	0
32	1979	161	2,23E-05	-	0,004	-	0	-	0
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	484	2,09E-05	-	0,010	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	107	2,03E-05	-	0,002	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	19	2E-05	-	0,0004	-	0	-	0
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	1377	1,99E-05	-	0,027	-	0	-	0
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. E-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.10 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 325 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	12308	2,17E-05	1,37E-05	0,027	0,012	1	1	0
49	1962	0	-	-	-	-	-	-	-
48	1963	276	1,9E-05	1,37E-05	0,005	0,004	0	0	0
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	0	-	-	-	-	-	-	-
45	1966	0	-	-	-	-	-	-	-
44	1967	319	1,37E-05	-	0,004	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	370	1,14E-05	-	0,004	-	0	-	0
41	1970	0	-	-	-	-	-	-	-
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	117	8,65E-06	-	0,001	-	0	-	0
38	1973	1466	7,95E-06	-	0,012	-	0	-	0
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	407	6,8E-06	-	0,003	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	2482	5,65E-06	-	0,014	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	1116	5,17E-06	-	0,006	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	623	4,73E-06	-	0,003	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	14	4,46E-06	-	0,0001	-	0	-	0
23	1988	608	4,42E-06	-	0,003	-	0	-	0
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	160	4,34E-06	-	0,001	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.11 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 426 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	40	1,8E-05	1,13E-05	0,001	0,0005	0	0	0
49	1962	0	-	-	-	-	-	-	-
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	0	-	-	-	-	-	-	-
45	1966	0	-	-	-	-	-	-	-
44	1967	0	-	-	-	-	-	-	-
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	5829	1,13E-05	-	0,062	-	0	-	0
41	1970	75	1,07E-05	-	0,001	-	0	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	0	-	-	-	-	-	-	-
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	1033	7,69E-06	-	0,008	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.12 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 530 мм на 2011 год (1 метод)

Продолжи тель-ность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	1950	2,03E-05	1,99E-05	0,037	0,037	0	0	0
49	1962	0	-	-	-	-	-	-	-
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	0	-	-	-	-	-	-	-
45	1966	0	-	-	-	-	-	-	-
44	1967	482	1,99E-05	-	0,009	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	0	-	-	-	-	-	-	-
41	1970	8055	1,97E-05	-	0,011	-	1	-	0
40	1971	1640	1,96E-05	-	0,031	-	0	-	0
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	0	-	-	-	-	-	-	-
35	1976	485	1,94E-05	-	0,009	-	0	-	0
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	4561	1,93E-05	-	0,081	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	817	1,93E-05	-	0,015	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.13 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 57 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	21	0,000635	0,000611	0,013	0,013	0	0	0
53	1958	226	0,000657	0,000611	0,010	0,008	1	1	0
52	1959	151	0,000673	0,000611	0,092	0,084	0	0	0
51	1960	72	0,000682	0,000611	0,047	0,042	0	0	0
50	1961	75	0,000685	0,000611	0,049	0,044	0	0	0
49	1962	136	0,000683	0,000611	0,085	0,076	0	0	0
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	537	0,00065	0,000611	0,043	0,039	1	1	0
45	1966	339	0,000632	0,000611	0,019	0,017	1	1	0
44	1967	86	0,000611	-	0,050	-	0	-	0
43	1968	16	0,000588	-	0,009	-	0	-	0
42	1969	83	0,000562	-	0,045	-	0	-	0
41	1970	209	0,000536	-	0,006	-	1	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	196	0,000479	-	0,085	-	0	-	0
38	1973	244	0,00045	-	0,098	-	0	-	0
37	1974	1408	0,000421	-	0,097	-	1	-	0
36	1975	219	0,000393	-	0,079	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	334	0,00034	-	0,006	-	1	-	0
33	1978	15	0,000315	-	0,005	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	343	0,000275	-	0,086	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	81	0,000238	-	0,019	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	29	0,000246	-	0,007	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	31	0,000283	-	0,009	-	0	-	0
18	1993	17	0,000264	-	0,004	-	0	-	0
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Б.14 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 76 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	13	0,001395	0,000691	0,018	0,009	0	0	0
52	1959	163	0,001298	0,000691	0,018	0,006	1	1	0
51	1960	110	0,001206	0,000691	0,008	0,070	1	0	0
50	1961	1007	0,001119	0,000691	0,077	0,028	2	2	0
49	1962	24	0,001037	0,000691	0,024	0,016	0	0	0
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	57	0,000886	0,000691	0,048	0,038	0	0	0
46	1965	287	0,000817	0,000691	0,022	0,016	1	1	0
45	1966	130	0,000752	0,000691	0,089	0,082	0	0	0
44	1967	62	0,000691	-	0,041	-	0	-	0
43	1968	112	0,000634	-	0,066	-	0	-	0
42	1969	106	0,00058	-	0,058	-	0	-	0
41	1970	99	0,00053	-	0,050	-	0	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	155	0,0004	-	0,058	-	0	-	0
37	1974	1208	0,000363	-	0,062	-	1	-	0
36	1975	246	0,00033	-	0,075	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	0	-	-	-	-	-	-	-
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	18	0,000199	-	0,004	-	0	-	0
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	13	0,000183	-	0,002	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	129	0,000181	-	0,023	-	0	-	0
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	11	0,000191	-	0,002	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	30	0,000215	-	0,006	-	0	-	0
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Б.15 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 89 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	16	0,000743	0,000359	0,012	0,006	0	0	0
53	1958	84	0,00069	0,000359	0,055	0,029	0	0	0
52	1959	555	0,000642	0,000359	0,044	0,016	1	1	0
51	1960	76	0,000596	0,000359	0,043	0,027	0	0	0
50	1961	2018	0,000554	0,000359	0,076	0,031	2	2	0
49	1962	3553	0,000515	0,000359	0,075	0,096	3	2	0
48	1963	1005	0,000479	0,000359	0,072	0,045	1	1	0
47	1964	127	0,000445	0,000359	0,053	0,044	0	0	0
46	1965	1906	0,000414	0,000359	0,037	0,027	2	2	0
45	1966	1554	0,000385	0,000359	0,099	0,089	1	1	0
44	1967	725	0,000359	-	0,026	-	1	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	0	-	-	-	-	-	-	-
41	1970	445	0,000291	-	0,007	-	1	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	128	0,000254	-	0,031	-	0	-	0
38	1973	283	0,000238	-	0,063	-	0	-	0
37	1974	480	0,000224	-	0,096	-	0	-	0
36	1975	335	0,000211	-	0,066	-	0	-	0
35	1976	10	0,000199	-	0,002	-	0	-	0
34	1977	125	0,000189	-	0,023	-	0	-	0
33	1978	27	0,00018	-	0,005	-	0	-	0
32	1979	10	0,000173	-	0,002	-	0	-	0
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	13	0,000153	-	0,002	-	0	-	0
27	1984	13	0,000151	-	0,002	-	0	-	0
26	1985	15	0,00015	-	0,002	-	0	-	0
25	1986	12	0,00015	-	0,002	-	0	-	0
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	20	0,000152	-	0,003	-	0	-	0
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Таблица Б.16 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 108 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	833	0,001087	0,000354	0,050	0,034	2	1	0
53	1958	2095	0,000974	0,000354	0,094	0,034	3	2	0
52	1959	22	0,000871	0,000354	0,019	0,008	0	0	0
51	1960	449	0,000778	0,000354	0,043	0,011	1	1	0
50	1961	7343	0,000693	0,000351	0,031	0,077	0	4	1
49	1962	3776	0,000617	0,000351	0,056	0,037	4	3	0
48	1963	1272	0,000548	0,000335	0,028	0,062	2	1	1
47	1964	339	0,000486	0,000335	0,011	0,006	1	1	0
46	1965	2327	0,00043	0,000335	0,061	0,039	2	2	0
45	1966	2291	0,00038	0,000326	0,046	0,035	2	2	1
44	1967	2867	0,000336	-	0,057	-	2	-	0
43	1968	357	0,000297	-	0,095	-	0	-	0
42	1969	1768	0,000262	-	0,068	-	1	-	0
41	1970	2986	0,000232	-	0,028	-	2	-	0
40	1971	1538	0,000205	-	0,036	-	1	-	0
39	1972	111	0,000182	-	0,020	-	0	-	0
38	1973	478	0,000163	-	0,072	-	0	-	0
37	1974	2466	0,000146	-	0,045	-	1	-	1
36	1975	2411	0,000132	-	0,037	-	1	-	0
35	1976	242	0,000121	-	0,028	-	0	-	0
34	1977	916	0,000111	-	0,092	-	0	-	0
33	1978	42	0,000103	-	0,004	-	0	-	0
32	1979	66	9,68E-05	-	0,006	-	0	-	0
31	1980	999	9,17E-05	-	0,084	-	0	-	0
30	1981	45	8,75E-05	-	0,004	-	0	-	0
29	1982	136	8,4E-05	-	0,011	-	0	-	0
28	1983	1103	8,08E-05	-	0,082	-	0	-	0
27	1984	169	7,79E-05	-	0,013	-	0	-	0
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	953	7,17E-05	-	0,064	-	0	-	0
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	295	6,04E-05	-	0,018	-	0	-	0
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	2327	0,000101	-	0,022	-	1	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.17 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 114 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	20	0,000245	0,000153	0,005	0,003	0	0	0
50	1961	38	0,000229	0,000153	0,009	0,006	0	0	0
49	1962	11	0,000215	0,000153	0,002	0,002	0	0	0
48	1963	4820	0,000201	0,000153	0,057	0,032	2	2	0
47	1964	18	0,000188	0,000153	0,003	0,003	0	0	0
46	1965	86	0,000175	0,000153	0,015	0,013	0	0	0
45	1966	139	0,000164	0,000153	0,022	0,021	0	0	0
44	1967	24	0,000153	-	0,004	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	636	0,000133	-	0,078	-	0	-	0
41	1970	0	-	-	-	-	-	-	-
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	1110	0,000108	-	0,006	-	1	-	2
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	80	9,39E-05	-	0,007	-	0	-	0
36	1975	81	8,79E-05	-	0,007	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	30	7,35E-05	-	0,002	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	172	6,46E-05	-	0,011	-	0	-	0
29	1982	10	6,28E-05	-	0,001	-	0	-	0
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	13	6,23E-05	-	0,001	-	0	-	0
25	1986	12	6,19E-05	-	0,001	-	0	-	0
24	1987	75	6,3E-05	-	0,005	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	100	3,42E-05	-	0,003	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.18 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 133 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжи тель-ность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	15	0,001098	0,000237	0,016	0,004	0	0	0
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	649	0,00071	0,000237	0,067	0,010	1	1	0
50	1961	1721	0,000609	0,000237	0,067	0,055	2	1	0
49	1962	2199	0,000519	0,000237	0,079	0,080	2	1	0
48	1963	964	0,00044	0,000215	0,059	0,018	1	1	1
47	1964	2735	0,000371	0,000215	0,063	0,096	2	1	0
46	1965	657	0,000311	0,000215	0,017	0,009	1	1	0
45	1966	546	0,000259	0,000215	0,009	0,006	1	1	0
44	1967	944	0,000215	-	0,017	-	1	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	0	-	-	-	-	-	-	-
41	1970	0	-	-	-	-	-	-	-
40	1971	200	0,000103	-	0,020	-	0	-	0
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	150	7,62E-05	-	0,011	-	0	-	0
37	1974	244	6,81E-05	-	0,016	-	0	-	0
36	1975	583	6,29E-05	-	0,035	-	0	-	0
35	1976	1379	5,98E-05	-	0,076	-	0	-	0
34	1977	47	5,86E-05	-	0,003	-	0	-	0
33	1978	31	5,85E-05	-	0,002	-	0	-	0
32	1979	148	5,91E-05	-	0,009	-	0	-	0
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	135	1,41E-05	-	0,002	-	0	-	0
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	244	0,00024	-	0,055	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.19 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 159 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	13	0,000178	0,000129	0,002	0,002	0	0	0
51	1960	470	0,00017	0,000129	0,074	0,057	0	0	0
50	1961	4143	0,000162	0,000129	0,026	0,083	2	1	0
49	1962	367	0,000154	0,000129	0,054	0,045	0	0	0
48	1963	669	0,000147	0,000129	0,089	0,079	0	0	0
47	1964	580	0,000139	0,000129	0,075	0,069	0	0	0
46	1965	2233	0,000132	0,000129	0,032	0,031	1	1	0
45	1966	465	0,000125	0,000129	0,055	0,056	0	0	0
44	1967	2010	0,000118	-	0,022	-	1	-	1
43	1968	1842	0,000111	-	0,017	-	1	-	0
42	1969	507	0,000104	-	0,050	-	0	-	0
41	1970	435	9,72E-05	-	0,041	-	0	-	0
40	1971	697	9,07E-05	-	0,059	-	0	-	0
39	1972	289	8,44E-05	-	0,024	-	0	-	0
38	1973	2332	7,82E-05	-	0,014	-	1	-	0
37	1974	550	7,22E-05	-	0,038	-	0	-	0
36	1975	2563	6,64E-05	-	0,012	-	1	-	0
35	1976	105	6,08E-05	-	0,006	-	0	-	0
34	1977	516	5,55E-05	-	0,028	-	0	-	0
33	1978	0	-	-	-	-	-	-	-
32	1979	578	4,57E-05	-	0,026	-	0	-	0
31	1980	360	4,13E-05	-	0,015	-	0	-	0
30	1981	433	3,71E-05	-	0,016	-	0	-	0
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	819	2,25E-05	-	0,018	-	0	-	0
24	1987	56	2,09E-05	-	0,001	-	0	-	0
23	1988	424	1,99E-05	-	0,008	-	0	-	0
22	1989	1776	1,93E-05	-	0,033	-	0	-	0
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	726	1,98E-05	-	0,014	-	0	-	0
18	1993	70	2,02E-05	-	0,001	-	0	-	0
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	394	1,58E-05	-	0,006	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.20 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 219 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	1446	8,71E-05	5,10E-05	0,013	0,068	0	0	0
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	2843	1,33E-05	5,10E-05	0,036	0,009	0	0	0
50	1961	979	2,2E-05	5,10E-05	0,021	0,047	0	0	0
49	1962	1607	2,94E-05	5,10E-05	0,045	0,075	0	0	0
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	2146	4,44E-05	5,10E-05	0,087	0,098	0	0	0
45	1966	370	4,74E-05	5,10E-05	0,017	0,019	0	0	0
44	1967	0	-	-	-	-	-	-	-
43	1968	345	5,1E-05	-	0,017	-	0	-	0
42	1969	103	5,17E-05	-	0,005	-	0	-	0
41	1970	222	5,18E-05	-	0,011	-	0	-	0
40	1971	301	5,15E-05	-	0,015	-	0	-	0
39	1972	13	5,06E-05	-	0,001	-	0	-	0
38	1973	1740	4,94E-05	-	0,079	-	0	-	0
37	1974	144	4,8E-05	-	0,007	-	0	-	0
36	1975	797	4,62E-05	-	0,036	-	0	-	0
35	1976	435	4,44E-05	-	0,019	-	0	-	0
34	1977	635	4,24E-05	-	0,026	-	0	-	0
33	1978	173	4,05E-05	-	0,007	-	0	-	0
32	1979	1085	3,86E-05	-	0,040	-	0	-	0
31	1980	204	3,69E-05	-	0,007	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	1789	3,33E-05	-	0,056	-	0	-	0
27	1984	943	3,28E-05	-	0,030	-	0	-	0
26	1985	1167	3,28E-05	-	0,037	-	0	-	0
25	1986	794	3,33E-05	-	0,026	-	0	-	0
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	24	3,98E-05	-	0,001	-	0	-	0
19	1992	19	3,97E-05	-	0,001	-	0	-	0
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	974	3,6E-06	-	0,004	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.21 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 273 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	242	0,000102	3,63E-05	0,024	0,011	0	0	0
49	1962	1379	9,02E-05	3,63E-05	0,007	0,060	1	0	0
48	1963	1966	7,9E-05	3,63E-05	0,010	0,083	1	0	0
47	1964	1036	6,91E-05	3,63E-05	0,067	0,046	0	0	0
46	1965	396	6,04E-05	3,63E-05	0,023	0,018	0	0	0
45	1966	35	5,29E-05	3,63E-05	0,002	0,002	0	0	0
44	1967	662	4,64E-05	-	0,030	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	668	3,6E-05	-	0,024	-	0	-	0
41	1970	370	3,21E-05	-	0,012	-	0	-	0
40	1971	512	2,89E-05	-	0,015	-	0	-	0
39	1972	450	2,63E-05	-	0,012	-	0	-	0
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	68	2,16E-05	-	0,001	-	0	-	0
35	1976	1160	2,1E-05	-	0,024	-	0	-	0
34	1977	499	2,06E-05	-	0,010	-	0	-	0
33	1978	872	2,05E-05	-	0,018	-	0	-	0
32	1979	161	2,05E-05	-	0,003	-	0	-	0
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	484	2,16E-05	-	0,010	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	107	2,13E-05	-	0,002	-	0	-	0
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	19	1,9E-05	-	0,0004	-	0	-	0
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	1377	2,83E-05	-	0,037	-	0	-	0
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.22 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 325 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	12308	1,90E-05	1,29E-05	0,011	0,012	1	1	0
49	1962	0	-	-	-	-	-	-	-
48	1963	276	1,69E-05	1,29E-05	0,004	0,004	0	0	0
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	0	-	-	-	-	-	-	-
45	1966	0	-	-	-	-	-	-	-
44	1967	319	1,29E-05	-	0,004	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	370	1,12E-05	-	0,004	-	0	-	0
41	1970	0	-	-	-	-	-	-	-
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	117	8,90E-06	-	0,001	-	0	-	0
38	1973	1466	8,21E-06	-	0,012	-	0	-	0
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	407	6,99-06	-	0,003	-	0	-	0
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	2482	5,53E-06	-	0,014	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	1116	4,83E-06	-	0,005	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	623	4,26E-06	-	0,003	-	0	-	0
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	14	4,41E-06	-	0,0001	-	0	-	0
23	1988	608	4,57E-06	-	0,003	-	0	-	0
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	160	6,04E-06	-	0,0001	-	0	-	0

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.23 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 426 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	40	3,45E-05	1,21E-05	0,001	0,0005	0	0	0
49	1962	0	-	-	-	-	-	-	-
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	0	-	-	-	-	-	-	-
45	1966	0	-	-	-	-	-	-	-
44	1967	0	-	-	-	-	-	-	-
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	5829	1,21E-05	-	0,066	-	0	-	0
41	1970	75	1,08E-05	-	0,001	-	0	-	0
40	1971	0	-	-	-	-	-	-	-
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	0	-	-	-	-	-	-	-
35	1976	0	-	-	-	-	-	-	-
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	1033	6,85E-06	-	0,007	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	0	-	-	-	-	-	-	-
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Таблица Б.24 – Прогнозирование количества утечек газа на газопроводе наружного диаметра 530 мм на 2011 год (2 метод)

Продолжительность эксплуатации газопровода на момент 2011 г.	Календарный год заложения газопровода	Длина газопровода L, м	Усредненный параметр потока отказов w_{ki}, 1/(м·год)		Вероятность отказа Q_m		Прогнозируемое количество отказов m		Фактическое количество отказов $m_ф$
			Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	Без корректировки	С корректировкой	
54	1957	0	-	-	-	-	-	-	-
53	1958	0	-	-	-	-	-	-	-
52	1959	0	-	-	-	-	-	-	-
51	1960	0	-	-	-	-	-	-	-
50	1961	1950	1,84E-05	1,96E-05	0,035	0,037	0	0	0
49	1962	0	-	-	-	-	-	-	-
48	1963	0	-	-	-	-	-	-	-
47	1964	0	-	-	-	-	-	-	-
46	1965	0	-	-	-	-	-	-	-
45	1966	0	-	-	-	-	-	-	-
44	1967	482	1,96E-05	-	0,009	-	0	-	0
43	1968	0	-	-	-	-	-	-	-
42	1969	0	-	-	-	-	-	-	-
41	1970	8055	1,97E-05	-	0,011	-	1	-	0
40	1971	1640	1,97E-05	-	0,031	-	0	-	0
39	1972	0	-	-	-	-	-	-	-
38	1973	0	-	-	-	-	-	-	-
37	1974	0	-	-	-	-	-	-	-
36	1975	0	-	-	-	-	-	-	-
35	1976	485	1,94E-05	-	0,009	-	0	-	0
34	1977	0	-	-	-	-	-	-	-
33	1978	4561	1,93E-05	-	0,081	-	0	-	0
32	1979	0	-	-	-	-	-	-	-
31	1980	817	1,92E-05	-	0,015	-	0	-	0
30	1981	0	-	-	-	-	-	-	-
29	1982	0	-	-	-	-	-	-	-
28	1983	0	-	-	-	-	-	-	-
27	1984	0	-	-	-	-	-	-	-
26	1985	0	-	-	-	-	-	-	-
25	1986	0	-	-	-	-	-	-	-
24	1987	0	-	-	-	-	-	-	-
23	1988	0	-	-	-	-	-	-	-
22	1989	0	-	-	-	-	-	-	-
21	1990	0	-	-	-	-	-	-	-
20	1991	0	-	-	-	-	-	-	-
19	1992	0	-	-	-	-	-	-	-
18	1993	0	-	-	-	-	-	-	-
17	1994	0	-	-	-	-	-	-	-
16	1995	0	-	-	-	-	-	-	-
15	1996	0	-	-	-	-	-	-	-

Примечание. Е-05 означает 10^{-5}.

Приложение В

Методика прогнозирования количества повреждений стальных подземных распределительных газопроводов с использованием электронных таблиц «Microsoft Excel»

Методика прогнозирования количества повреждений стальных подземных распределительных газопроводов включает в себя формирование таблицы с исходными данными и промежуточные расчеты.

В качестве примера рассматривается прогноз повреждений газопроводов наружного диаметра 57 мм на 2011 год на основании расчета усредненного параметра потока отказов в зависимости от диаметра газопровода и срока его эксплуатации с использованием электронных таблиц «Microsoft Excel».

Исходные данные

1. Календарный год заложения газопровода – ячейки A14:A36.

Ввиду того, что диапазон имеющихся данных по повреждениям газопроводов ограничен 15 и 54 годами эксплуатации, в таблицу вносятся все газопроводы, имеющие на год прогноза (2011 г.) срок эксплуатации от 15 до 54 лет, т.е. заложенные в 1957-1993 году.

2. Длина газопроводов i-го диаметра (57 мм) к-го года заложения L_{ki}, м – ячейки B14:B36.
3. Фактическое количество отказов $m_ф$ – ячейки H14:H36.
4. Коэффициенты a, b, c, d уравнения (2.8) – ячейки B6:B9.
5. Календарный год, на который делается прогноз (2011 г.) – ячейка B11.

В дальнейшем расчёте коэффициенты a, b, c, d уравнения (2.8) и календарный год, на который делается прогноз, должны применяться как абсолютные величины, то есть в формулу они записываются со знаком доллара «$».

Расчетные данные

6. Продолжительность эксплуатации газопроводов T_{ki}, лет – ячейки C14:C36.

Продолжительность эксплуатации газопровода определяется как разность между календарным годом, на который делается прогноз, и календарным годом заложения газопровода, в ячейку C14 вводится формула

=$B$11-A14. Для того, чтобы посчитать продолжительность эксплуатации всех имеющихся в наличии газопроводов нужно скопировать данную формулу вниз.

7. Усредненный параметр потока отказов $w_{кi}$, 1/(м·год) – ячейки D14:D36.

Усредненный параметр потока отказов рассчитывается по формуле (2.8), в ячейку D14 вводится формула **=$B$6-$B$7*EXP(-$B$8*C14^$B$9)** и копируется вниз.

8. Количество отказов m’, при котором рассчитывается вероятность возникновения отказов Q_m – ячейки E14:E36.

9. Вероятность возникновения отказа Q_m – ячейки F14:F36.

10. Принятое количество отказов m – ячейки G14:G36.

В первом приближении принимается m’ = 1.

Вероятность возникновения отказа рассчитывается по формуле (5.3).

В ячейку F14 вводится формула **=(D14*B14)^E14/ФАКТР(E14)*EXP(-D14*B** и копируется вниз.

При значимости p=0,9, если $Q_m(m) < 0,1$ вероятность наступления отказа близка к нулю, т.е. принятое значение принимается равным 0, m=0. Если $Q_m(m) \geq 0,1$, принимается значение m=1,2,3…, пока условие $Q_m(m) < 0,1$ не будет выполняться.

В ячейку G14 вводится формуле **=ЕСЛИ(F14<0,1;E14-1;"КОРРЕКТИРОВКА m'")**

При условии, когда значение ячейки F14 < 0,1, G14=0, т.е. повреждений не прогнозируется.

При условии, когда значение ячейки F14 ≥ 0,1, в ячейке G14 появится надпись «Корректировка m’», которая означает, что требуется увеличить значение m’ до тех пор, пока условие $Q_m(m) < 0,1$ не будет выполнено.

Сопоставление ячеек G14:G36 (прогнозируемое количество отказов) и H14:H36 (фактическое количество) позволяет судить о точности прогноза. Если значения прогнозируемого и фактического количества отказов совпадает, т.е. G14=H14 (G15=H15, G16=H16 и т.д.), прогноз дан верно. Если G14≠H14, прогноз дан неверно.

Прогнозирование с учетом корректировки значений усредненного параметра потока отказов для диапазона, который находится за пределами аналитической зависимости (диапазон 45-54 года)

На этапе корректировки производится пересчет усредненного параметра потока отказов с учетом фактического количества отказов за каждый год. Для всех газопроводов, имеющих на момент прогноза продолжительность эксплуатации 45 лет и выше, усредненный параметр потока отказов рассчитывается по формуле (5.4). В ячейку D21 вводится формула **=D22+H22/B22/C2** и копируется вверх. На основании скорректированных значений параметра потока отказов производится прогнозирование отказов по приведенной выше методике.

ДОНЕЦКАЯ НАРОДНАЯ РЕСПУБЛИКА
Государственный Концерн «ДОНБАССГАЗ»
Макеевское управление по газоснабжению и газификации

ИКЮЛ 51002388, банк ЦРБ ДНР, БИК 310101001, р/с 40603810620000000018

83052, г. Донецк, пр. Ильича, 100 а, тел.(062) 334-99-15, факс: (062) 334-99-14, e-mail: gk.donbassgaz@mail.ru
86125, Макеевка, ул. Артема, 1, тел.(0623) 28-53-04, факс: (0623) 22-35-03, e-mail: mk.donbassgaz@mail.ru

От «14» мая 2020 г.

Диссертационный совет Д 01.005.01 при
ГОУ ВПО «Донбасская национальная
академия строительства и архитектуры»

СПРАВКА

о внедрении результатов исследований диссертационной работы Головач Юлии Александровны на тему «Повышение эксплуатационной надежности распределительных газопроводов на основе статистического анализа», представленную на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.23.03 - теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение

Предложенная Головач Ю.А. методика прогнозирования количества повреждений стальных подземных распределительных газопроводов дает возможность определять участки сети, где возможны утечки газа вследствие коррозионного воздействия, рассчитывать количество утечек на газопроводах в зависимости от продолжительности их эксплуатации и диаметров. Данная методика повышает надежность распределительных газопроводов, поскольку позволяет избежать возможные отказы, а, следовательно, потери газа в результате утечки.

Методика прогнозирования количества повреждений стальных подземных распределительных газопроводов, изложенная в диссертационной работе Головач Юлии Александровны, внедрена при определении возможных повреждений стальных подземных распределительных газопроводов, обслуживаемых Макеевским управлением по газоснабжению и газификации Государственного Концерна «ДОНБАССГАЗ», следовательно, результаты диссертационных исследований автора представляют практический интерес в части повышения эксплуатационной надежности системы газоснабжения.

Главный инженер
Макеевского управления по газоснабжению
и газификации Государственного Концерна
«ДОНБАССГАЗ» _____ Бутенко С.Е.
подпись

МП

Исполнил:
Главный инженер
Макеевского управления по газоснабжению
и газификации Государственного Концерна
«ДОНБАССГАЗ»

Диссертационный совет Д 01.005.01 при ГОУ ВПО «Донбасская национальная академия строительства и архитектуры»

«УТВЕРЖДАЮ»
Проректор по учебной работе
ГОУ ВПО «Донбасская национальная академия строительства и архитектуры»,
доктор технических наук, профессор
_____ Бездойминов В.И.
«_____» _____ 2020 г.

СПРАВКА

о внедрении результатов исследований диссертационной работы ассистента кафедры «Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция» Головач Юлии Александровны на тему «Повышение эксплуатационной надежности распределительных газопроводов на основе статистического анализа», представленную на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.23.03 – теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование воздуха, газоснабжение и освещение

Результаты диссертационных исследований Головач Ю.А., а именно, методика прогнозирования количества повреждений стальных подземных распределительных газопроводов, внедрены в учебный процесс в качестве учебного материала в курсе дисциплин «Современные системы тепло- и газоснабжения зданий населенных мест», «Газоснабжение» для подготовки бакалавров и «Надежность систем ТГВ и пути ее повышения» для подготовки магистров по направлению «Строительство», что отражено в учебных программах вышеуказанных дисциплин.

Начальник учебного отдела
ГОУ ВПО «Донбасская национальная
академия строительства и архитектуры»,
канд.н.гос.упр., доцент — А.А. Сухина

Заведующий кафедрой
«Теплотехника, теплогазоснабжение и вентиляция»
ГОУ ВПО «Донбасская национальная академия
строительства и архитектуры»,
д.т.н., профессор — А.В. Лукьянов

Приложение Е

Расчет затрат на проверку отказа

Таблица Е.1 – Расчет затрат на проверку отказа

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Договорная цена, руб.
1	Определение точного местоположения подземных газопроводов трассоискателем типа АНПИ	1 км	3942,76
2	Проверка состояния изоляции подземных газопроводов с использованием приборов АНПИ	1 км	5237,28
3	Шурфовой осмотр газопровода с асфальто-бетонным покрытием	1 шурф	3778,43
4	Контроль качества изоляционного покрытия в местах врезок и шурфах приборным методом обследования при диаметре газопровода (место врезки)	1 штука	1132,23
5	Восстановление вручную поврежденных мест защитного покрытия газопровода битумной изоляцией	1 км	4872,19
	Итого		18962,89

Приложение Ж

Расчет затрат на восстановление отказа

Таблица Ж.1 – Расчет затрат на восстановление отказа

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Договорная цена, руб.
1	Определение точного местоположения подземных газопроводов трассоискателем типа АНПИ	1 км	3942,76
2	Проверка состояния изоляции подземных газопроводов с использованием приборов АНПИ	1 км	5237,28
3	Шурфовой осмотр газопровода с асфальто-бетонным покрытием	1 шурф	3778,43
4	Контроль качества изоляционного покрытия в местах врезок и шурфах приборным методом обследования при диаметре газопровода (место врезки)	1 штука	1132,23
5	Понижение давления в газопроводе в период ремонтных работ	отключающее устройство в ГРП	304,52
6	Восстановление стенки газопровода наложением заплаты	1 заплата	1392,27
7	Восстановление вручную поврежденных мест защитного покрытия газопровода битумной изоляцией	1 км	4872,19
	Итого		20659,68