

На правах рукописи



**ДАРСАЛИЯ НАНА МАЛХАЗИЕВНА**

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ  
СИСТЕМЫ ПРИ ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ  
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ РЕЖИМАМИ ПЕРЕКАЧКИ ГАЗА  
(НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА»)**

Специальность 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов,  
баз и хранилищ»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа 2019

Работа выполнена на кафедре «Транспорт и хранение нефти и газа» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
**Китаев Сергей Владимирович**

Официальные оппоненты: **Зорин Александр Евгеньевич**  
доктор технических наук  
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный  
технический университет» / кафедра  
«Проектирование и эксплуатация  
магистральных газонефтепроводов», профессор  
кафедры (г. Ухта)

**Гольянов Андрей Иванович**  
кандидат технических наук  
Научно-технический центр ООО «НИИ  
Транснефть» / Управление математического  
моделирования и технологий трубопроводного  
транспорта, ведущий научный сотрудник (г. Уфа)

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
образования «Саратовский государственный  
технический университет им. Гагарина Ю.А.»  
(г. Саратов)

Защита диссертации состоится «13» февраля 2020 года в 14-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность работы**

Российская Федерация является крупнейшим поставщиком природного газа в мире. Практически весь природный газ поставляют через сеть газопроводов. Обеспечение надежной работы газотранспортной системы является приоритетной задачей, определенной научно-технической концепцией ПАО «Газпром» на ближайшую перспективу.

Газотранспортная система ПАО «Газпром» находится в стадии длительной эксплуатации, что делает ее объектом повышенного риска и опасности. Для поддержания системы в работоспособном состоянии требуются значительные инвестиции. Снижение факторов риска эксплуатации газопроводов повышает их надежность.

Расходование газа промышленными и особенно коммунально-бытовыми потребителями, как правило, неравномерно и колеблется в течение суток, недели, года. В настоящее время вариабельность расхода газа возрастает. Неравномерность объема перекачки газа приводит к вариации давления газа. Колебания давления газа большой амплитуды в трубопроводной обвязке компрессорных станций и линейной части магистральных газопроводов приводят к снижению их работоспособности. Задача снижения скачков давления становится особенно актуальной, поэтому рациональное обеспечение потребителей газом сопровождается усложнением технологий, а также усовершенствованием систем управления потоками природного газа.

### **Степень разработанности темы**

Решению задач обеспечения надёжности и работоспособности линейной части магистральных газопроводов посвящены работы А.А. Апостолова, В.Л. Березина, Э.Л. Вольского, Н.И. Волгиной, В.Г. Демченко, В.Н. Дедешко, А.Е. Зорина, Р.М. Зарипова, А.Ф. Калинина, С.В. Китаева, А.Д. Седых, Т.К. Сергеевой, Б.П. Поршакова, В.В. Хариновского, А.М. Шаммазова а также зарубежных авторов Dr. Adarsh Kumar Arya, R.G. Carter, Borraz S´anchez, L.M. Campbell, C. Luongo, M.G. Kendall, P. Krishnaswami, P.B. Mahmoudimehr,

J. Osiadacz, A.J. Osiadacz, Thomas J.O'Grady II, P.J. Wong, Wu S., Xia Wu и др. Решению вопросов оптимизации и управления режимами работы газотранспортной системы посвящены работы И.Р. Байкова, Н.И. Белоконя, Р.Н. Бикчентая, А.Г. Ванчина, З.Т. Галиуллина, А.И. Гольянова, С.П. Зарицкого, Б.Л. Кривошеина, А.Ф. Калинина, Е.В. Леонтьева, В.С. Панкратова и др.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ»: разработка и оптимизация методов проектирования, сооружения и эксплуатации сухопутных и морских нефтегазопроводов, нефтебаз и газонефтехранилищ с целью усовершенствования технологических процессов с учетом требований промышленной экологии (п. 2); разработка научных основ и усовершенствование технологии трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов, гидро- и пневмоконтейнерного транспорта (п. 3).

### **Цель работы**

Разработка способов контроля параметров и алгоритмов действий при диспетчерском управлении режимами магистрального транспорта газа для обеспечения работоспособности магистральных газопроводов.

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

1 Анализ коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов и определение влияния условий эксплуатации на распределение дефектов по дистанции магистрального газопровода между компрессорными станциями.

2 Разработка универсальных критериев дифференциации количества дефектов по участкам на линейной части магистральных газопроводов.

3 Разработка аналитической функции предельной величины изменения давления в газопроводе в зависимости от диаметра газопровода и глубины дефекта.

4 Разработка способа идентификации неслучайных изменений тренда размаха напряжений цикла, вызванных детерминированным компонентом, добавляемым к переменной процесса.

5 Разработка мероприятий по снижению амплитуды изменения давления газа в газотранспортной системе и порядка принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы.

### **Научная новизна**

1 Получена трехпараметрическая функция распределения отказов линейной части магистральных газопроводов в зависимости от срока службы, учитывающая процессы износа и влияние внешних воздействий.

2 Разработан новый критерий для характеристики степени дифференциации дефектов по протяженности линейных участков магистральных газопроводов.

3 Разработаны научно-практические основы контроля пульсаций давления газа в газопроводе, с применением новых критериев, повышающих информативность измерений, для обеспечения работоспособности газотранспортной системы.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

**Теоретическая значимость** работы заключается в следующем:

1 Разработан критерий для оценки неравномерности распределения дефектов по протяженности участков магистральных газопроводов.

2 Получена аналитическая функция для определения предельной величины изменения давления газа в магистральном газопроводе в зависимости от диаметра газопровода и глубины дефекта.

3 Предложена методика контроля амплитуды и градиента пульсаций перекачиваемой среды, включающая критерии повышения информативности временных трендов давления газа в магистральном газопроводе.

**Практическая значимость** работы заключается в следующем:

1 Полученные в диссертационной работе рекомендации по управлению технологическими операциями при стравливании и заполнении газом компрессорных станций и линейной части магистральных газопроводов, пусках и остановах газоперекачивающих агрегатов и других технологических переключениях, направленные на исключение превышения предельных значений амплитуды колебаний газа, с целью повышения работоспособности газотранспортной системы включены в

СТО Газпром трансгаз Уфа 3.2-1-1268-2018 «Обеспечение работоспособности газопроводов при диспетчерском управлении технологическими процессами газотранспортной системы».

2 Результаты, полученные в диссертационной работе, используются в учебном процессе студентов ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», программы подготовки бакалавров «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки» и магистрантов, обучающихся по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело», магистерской программы «Проектирование и эксплуатация объектов трубопроводного транспорта углеводородов».

#### **Методология и методы исследований**

При решении поставленных задач использовались методы математической статистики, метод асимптотических координат, вейвлет-анализ, программно-вычислительный комплекс «Астра-газ», электронные таблицы Excel.

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

1 Критерий дифференциации распределения дефектов на линейной части магистральных газопроводов по протяженности, выявленных при проведении внутритрубной дефектоскопии.

2 Трехпараметрическая функциональная зависимость распределения отказов на линейной части магистральных газопроводов, полученная по эмпирическим данным.

3 Расчетная зависимость градиента предельного значения давления газа в магистральном газопроводе в зависимости от его диаметра и глубины дефектов типа «потеря металла».

4 Процедура диспетчерского управления режимами магистрального транспорта природного газа для повышения работоспособности газопроводов большого диаметра, заключающаяся в снижении пульсаций и амплитуды изменения давления в газотранспортной системе.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

В диссертационной работе были корректно использованы соответствующие математические методы и формулы, вычислительные программные комплексы, зарегистрированные средства измерений и методики. Достоверность научных положений и полученных результатов исследований подтверждаются сопоставлением полученных результатов с фактическими данными.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: VIII – ой Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2015» (г. Уфа, 2015 г.); XI – ой научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ООО «Газпром трансгаз Уфа» «Совершенствование и повышение качества инженерно-технического производства в газотранспортной отрасли» (г. Уфа, 2015 г.); XI – ой Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2016» (г. Уфа, 2016 г.); XII – ой Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2017» (г. Уфа, 2017 г.); Материалы Международной научно-практической конференции «Актуальные вопросы и достижения науки и образования в XXI веке» (г. Самара, 2018 г.); 72 – ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018» (г. Москва 23 – 26 апреля 2018 г.).

### **Публикации**

По материалам диссертационной работы опубликовано 11 печатных работ, в том числе 6 статей в журналах, входящих в перечень ведущих рецензируемых журналов и изданий в соответствии требованиями ВАК Министерства науки и высшего образования РФ и 1 статья в рецензируемом научном издании, входящем в международные реферативные базы данных и системы цитирования.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения; содержит 137 страниц машинописного текста, в том числе 19 таблиц, 108 рисунков, список литературы состоит из 151 наименований.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** приводится общая характеристика работы, раскрыта актуальность темы исследования. Сформулированы цель и задачи исследования, отражена научная новизна и практическая ценность полученных результатов, приведено краткое содержание работы.

**В первой главе диссертации** представлен обзор работ, посвященных обеспечению работоспособности линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) в условиях длительной эксплуатации при диспетчерском управлении технологическими режимами магистрального транспорта природного газа, рассмотрены методы моделирования эксплуатационных характеристик газотранспортного оборудования, а также сформулированы задачи диссертационных исследований.

Одной из основных задач в процессе эксплуатации газопроводов является сохранение уровня надежности оборудования с целью снижения аварийности. Установленный ресурс 33 года в настоящее время превысили 46% магистральных газопроводов, поэтому проблема повышения надежности является актуальной.

Для решения вопроса оценки надежности и эффективности объектов магистральных газопроводов в настоящее время актуально использовать комплексный подход на основе математического моделирования.

Существующие и разрабатываемые в России в настоящее время комплексы моделирования и оптимизации режимов работы газотранспортных систем ориентированы на диспетчерское управление режимами транспорта газа как на уровне газотранспортных обществ, так и на верхнем уровне, на уровне центрального диспетчерского управления Единой системой газоснабжения.

Совершенствование средств диспетчерского контроля и управления открывает широкие возможности для повышения надежности магистрального транспорта газа.

По результатам исследований, описанных в первой главе диссертационной работы, сделаны следующие выводы:

1) поскольку газотранспортная система находится в стадии длительной эксплуатации, существует потребность в разработке новых критериев для оценки общего уровня надежности магистральных газопроводов;

2) в газотранспортной системе существует потребность в совершенствовании методик и программных средств для контроля параметров перекачки газа;

3) для повышения надежности магистрального транспорта газа существует потребность в разработке мероприятий по снижению амплитуды изменения давления газа и совершенствовании порядка принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы.

**Во второй главе** произведен анализ дефектности и аварийности газопроводов с применением современных методов статистической обработки, произведены статистические оценки вида распределения дефектов и отказов по длине газопровода.

На основании данных о дефектности линейной части магистральных газопроводов для группы участков может быть составлен единый статистический комплекс для определения зависимости распределения дефектов по дистанции между компрессорными станциями (КС). Была произведена оценка степени взаимосвязи данных по количеству дефектов на ЛЧ МГ КС «Поляна» и КС «Москово» МГ «Челябинск – Петровск», «Уренгой – Петровск», «Уренгой – Новопсков».

Для измерения уровня взаимосвязи между тремя и более признаками, измеряемыми в порядковой шкале, применяется коэффициент корреляции, который рассчитывается по формуле:

$$\bar{r} = \frac{\sigma_0^2 - 100 \cdot N}{100 \cdot N \cdot (N - 1)}, \quad (1)$$

где  $\sigma_0$  – среднеквадратическое отклонение;

$N$  – число факторов.

Коэффициент корреляции, рассчитанный по формуле (1) будет равен  $\bar{r} = 0,48$ . Для измерения тесноты связи в процентах определен коэффициент детерминации по

формуле  $R = \bar{r}^2$ , получим  $R=0,48^2=0,23$ . Это означает, что однородные факторы влияют на распределение дефектности по дистанции МГ только на 23 %.

Для оценки неравномерности распределения дефектов по длине участков газопровода между компрессорными станциями предложено использовать интегральный показатель Джини.

Коэффициент Джини определяется по формуле:

$$K_L = \sum_{i=1}^{n-1} p_{i+1} q_i - \sum_{i=1}^{n-1} p_i q_{i+1}, \quad (2)$$

где  $p_i, p_{i+1}$  – накопленные удельные веса в количестве участков соответственно для  $i$  и  $(i+1)$  групп;

$q_i, q_{i+1}$  – накопленные удельные веса по признаку доли дефектов в общей сумме для  $i, (i+1)$  групп соответственно.

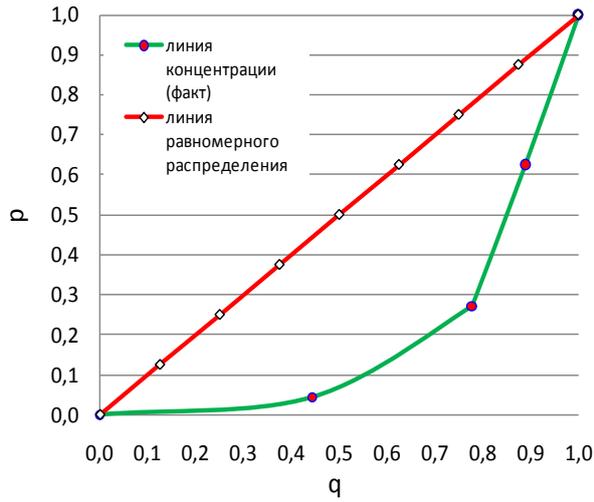
В Таблице 1 приведены результаты расчета коэффициента Джини для участков магистральных газопроводов. Как видно из Таблицы 1, расчетные значения показателей имеют достаточно высокие значения, что свидетельствует о значительной дифференциации дефектов по протяженности ЛЧ МГ.

Таблица 1 – Значения коэффициента Джини

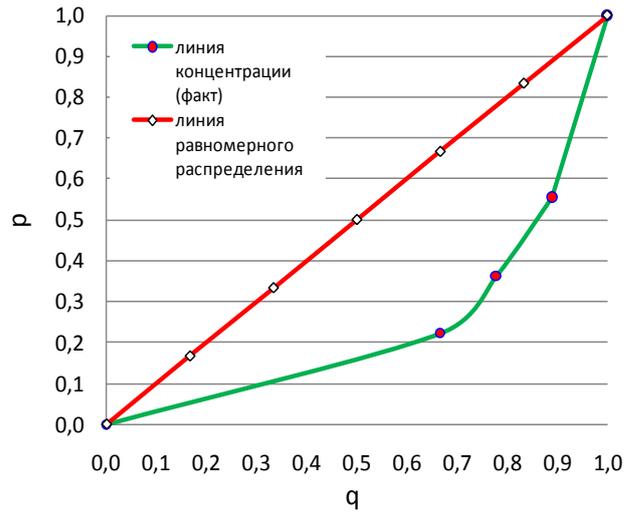
Участок ЛЧ МГ	Коэффициент Джини
МГ «Челябинск-Петровск» КС «Поляна»	0,59
МГ «Уренгой-Петровск» КС «Поляна»	0,51
МГ «Уренгой-Новопсков» КС «Поляна»	0,57
МГ «Челябинск-Петровск» КС «Москово»	0,51
МГ «Уренгой-Петровск» КС «Москово»	0,49
МГ «Уренгой-Новопсков» КС «Москово»	0,51

На Рисунке 1 представлены кривые концентрации Лоренца, построенные по результатам расчетов.

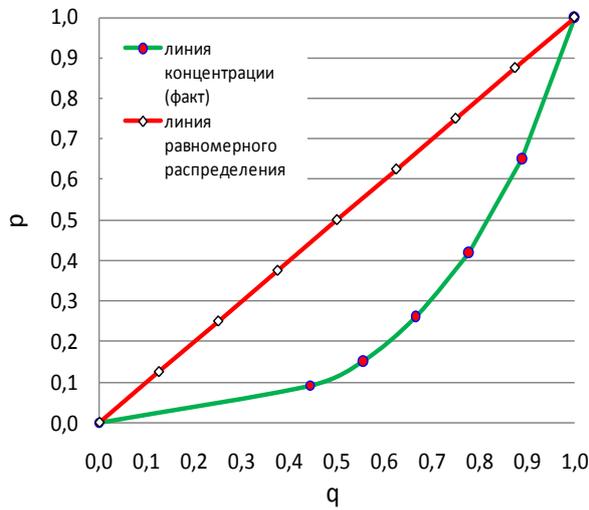
Анализ значений коэффициента Джини показывает, что для ЛЧ МГ КС «Поляна» дифференциация дефектов глубиной  $10 \div 20$  % типа «потеря металла» выше, чем для ЛЧ МГ КС «Москово». Причиной могут быть индивидуальные факторы – свойства грунтов, работа средств электрохимзащиты и др.



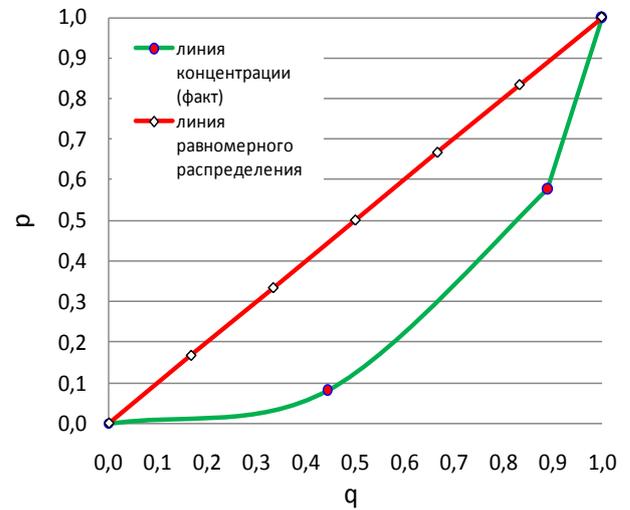
МГ «Челябинск-Петровск»  
КС «Поляна»



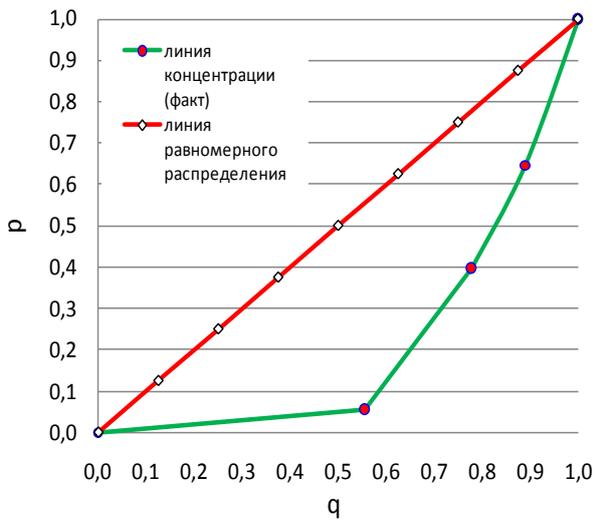
МГ «Челябинск-Петровск»  
КС «Москово»



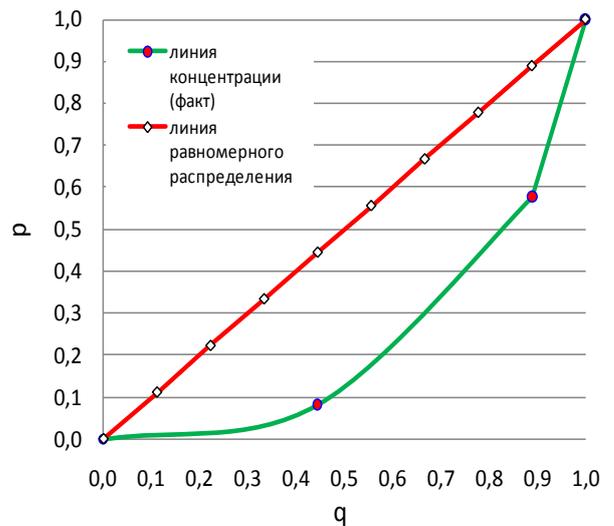
МГ «Уренгой-Петровск»  
КС «Поляна»



МГ «Уренгой-Петровск»  
КС «Москово»



МГ «Уренгой-Новопсков»  
КС «Поляна»



МГ «Уренгой-Новопсков»  
КС «Москово»

Рисунок 1 – Кривые концентрации Лоренца

На основании данных 169 аварий на 56 газопроводах за десятилетний период была построена гистограмма распределения аварий по дистанции между КС (Рисунок 2).

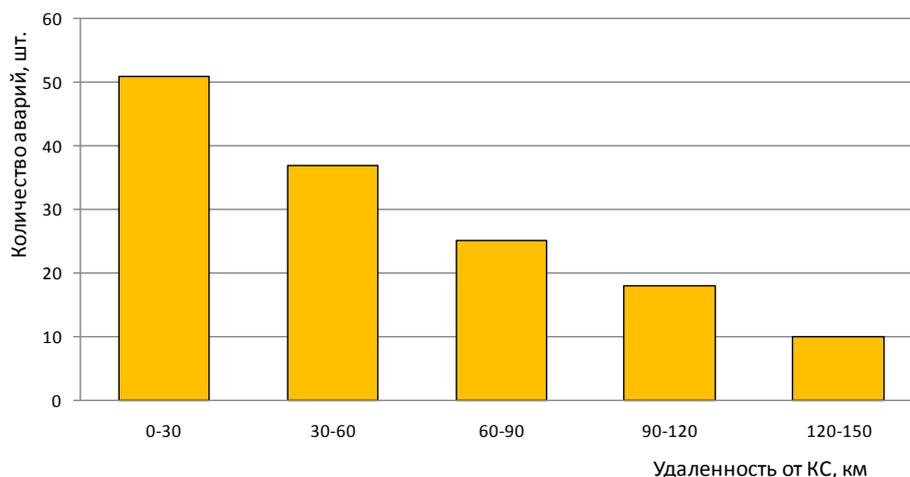


Рисунок 2 – Гистограмма распределения аварий

Для определения вида распределения (Рисунок 2) использовались формулы для частоты  $p_i$  и  $b_i$  частотности:

$$p_i = \frac{m_i}{n}, b_i = \frac{p_i}{h},$$

где  $h$  – длина интервала.

На Рисунке 3 приведена гистограмма распределения функции  $b(L_i)$  и сглаживающая функция  $f(L_i)$ .

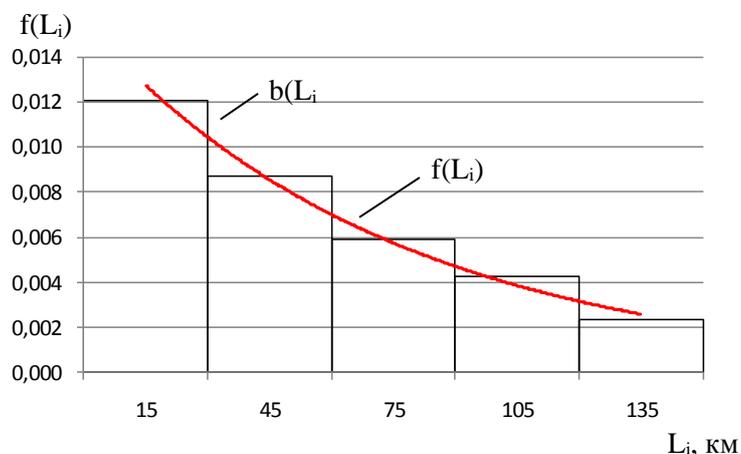


Рисунок 3 – Сглаживающая кривая функции  $f(L_i)$

Для распределения, представленного на Рисунке 3, были найдены статистические показатели.

В Таблице 2 приведены результаты расчета показателей распределения для отказов на МГ.

Таблица 2 – Расчет статистических показателей распределения

Наименование объекта	Показатель		
	V	A	E
МГ	16,7	6,2	56,0

На значительный разброс величины признака к средней величине указывает существенное значение коэффициента вариации признака (V), который составляет 16,7%. Значение эксцесса (E) составило 56, а коэффициента асимметрии (A) – 6,2. Это указывает на экспоненциальное распределение зависимости отказов по длине газопровода от компрессорной станции, а также на остроконечность данной кривой.

Характер функции плотности распределения отказов позволяет предположить, что функция распределения вероятности отказа подчиняется закону Вейбулла.

Рассмотрена аппроксимация распределения вероятности отказов законом Вейбулла, согласно которому плотность распределения вероятности отказа описывается функцией:

$$f(t) = \lambda_0 \cdot \alpha \cdot t^{\alpha-1} \exp(-\lambda_0 \cdot t^\alpha), \quad (3)$$

где  $\lambda_0$  и  $\alpha$  – параметры распределения.

Для определения коэффициентов  $\lambda_0$  и  $\alpha$  по экспериментальным данным определялись эмпирические значения функции надежности  $P^*(t)$ , а затем минимизировалась сумма квадратов разностей.

Фактическое и теоретическое (Вейбулла) распределение времени безотказной работы  $P(t)$  газопроводов, рассчитанное по приведенной выше методике, показано на Рисунке 4.

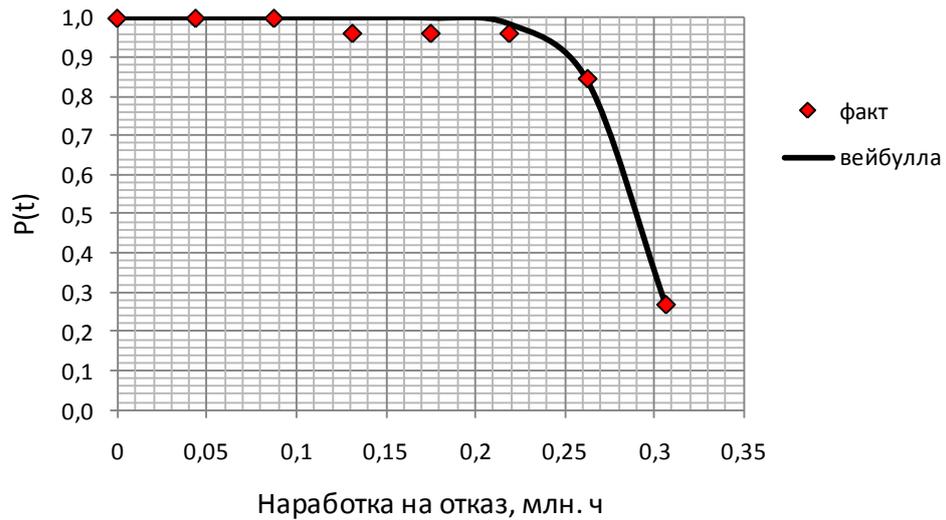


Рисунок 4 – Распределение времени безотказной работы  $P(t)$  по всем отказам МГ ( $N=26$ ,  $\lambda_0= 6,66 \cdot 10^6$ ,  $\alpha=13,064$ )

Анализ полученных результатов показывает, что предложенная функция распределения вероятности безотказной работы Вейбулла достаточно точно описывает экспериментальные данные. Среднеквадратическая относительная погрешность составляет 2,28 %.

Также была рассмотрена трехпараметрическая функция распределения вероятности безотказной работы Гомперца:

$$P(t) = \exp\left(-k_1 \cdot t - k_2 \left(e^{k_3 t} - 1\right)\right) \quad (4)$$

Коэффициент  $k_1$  в этом распределении характеризует влияние внешних воздействий,  $k_2$  и  $k_3$  – износ системы. Если положить  $k_2=0$ , то получится стандартное показательное распределение.

На Рисунке 5 приведено фактическое и теоретическое (Гомперца) распределение времени безотказной работы  $P(t)$  газопроводов.

Функция распределения вероятности безотказной работы Гомперца описывает экспериментальные данные со среднеквадратической относительной погрешностью составляющей 2,14 %, что на 0,14 % точнее распределения Вейбулла.

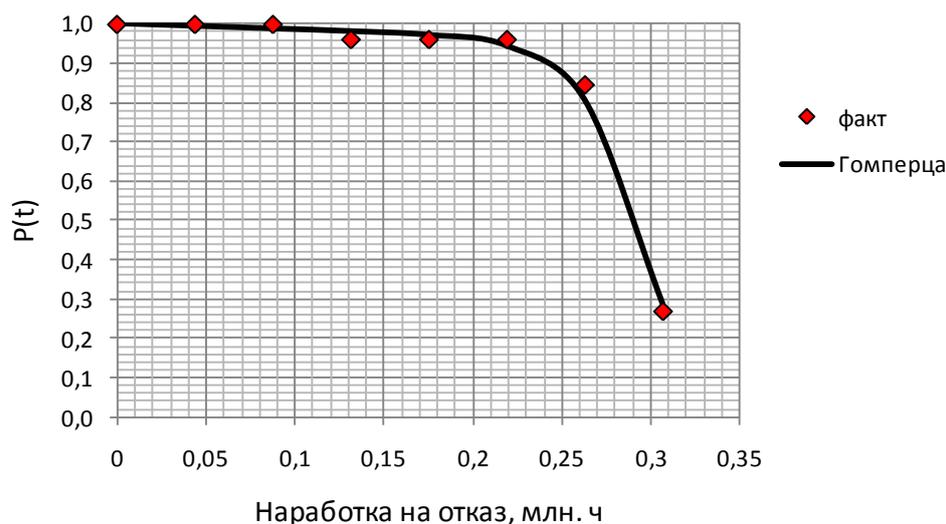


Рисунок 5 – Распределение времени безотказной работы  $P(t)$  по всем отказам МГ ( $N=26$ ,  $k_1=0,148$ ,  $k_2=1,84 \cdot 10^{-6}$ ,  $k_3=43,635$ )

**В третьей главе** получена аналитическая функция, позволяющая определять допустимую величину изменения давления в газопроводе в зависимости от диаметра трубопровода и глубины дефекта, проведен анализ временных трендов размаха напряжений цикла, предложен способ мониторинга вариабельности размаха напряжений цикла, связанной с случайными погрешностями и пульсациями потока газа, влияющими на измеряемые величины, предложен способ повышения точности определения давления с использованием вейвлет-преобразования.

Предельному циклу нагружения трубы соответствует изменение кольцевых напряжений в трубопроводе на величину, равную 10% от предела текучести. Большинство материалов, из которых выполнены магистральные газопроводы, относятся к категории прочности X70, где средний предел прочности равен 630 МПа, а предел текучести – 485 МПа. Предельная нормативная величина изменения кольцевых напряжений в трубопроводе, соответствующая циклу нагружения, составит:

$$\Delta\sigma_{\text{кц}} = 0,1 \cdot \sigma_T = 0,1 \cdot 485 = 48,5 \text{ МПа.}$$

Величина допустимого изменения кольцевых напряжений зависит от диаметра газопровода и от нормативного (рабочего) давления. С учетом наличия воз-

можных дефектов по результатам диагностического обследования в формулу вводится поправочный коэффициент ослабления стенки трубопровода, который зависит от глубины дефекта.

Предельное значение изменения давления газа для трубопроводов различного диаметра в зависимости от глубины дефекта можно определить в соответствии с графиком, но такое представление зависимости неудобно.

Поэтому с помощью метода асимптотических координат в работе была разработана аналитическая модель, которая позволяет в зависимости от диаметра трубопровода ( $DN$ ) и глубины дефекта ( $h_d$ ) определять предельную величину изменения давления в газопроводе ( $\Delta P$ ):

$$\Delta P = 14190 \cdot DN^{-0,982} + (0,0202 \cdot h_d - 0,0221) \times (7001,8 \cdot DN^{-0,98} - 14190 \cdot DN^{-0,982}). \quad (5)$$

Сопоставление исходных (графических) и расчетных данных показывает, что средняя квадратическая погрешность расчета по предлагаемой модели составляет не более 1,0 %.

Процесс перекачки газа по МГ характеризуется флуктуациями давления, увеличивающими склонность трубопровода к разрушению. На основе формулы для расчета кольцевых напряжений в работе было рассмотрено соотношение между минимальным  $\sigma_{кц\ min}$  и максимальным  $\sigma_{кц\ max}$  значениями кольцевых напряжений, которое называется размахом напряжений цикла ( $R$ ).

Стальные трубы при амплитуде колебаний напряжений ниже 0,9 ведут себя неустойчиво против разрушения, поэтому целесообразным является производить постоянный мониторинг показателя  $R$ . Временной интервал для определения  $R$  может быть принят равным 1 мин.

Для повышения достоверности временных трендов давления газа в магистральном газопроводе в работе применены контрольные карты Шухарта.

На Рисунке 6 представлена контрольная карта для КС-17а «Поляна» по данным давления газа на выходе компрессорной станции. Контрольная граница в этом

случае установлена для  $-3\sigma$ . Это говорит о том, что в случае, когда процесс статистически управляем, не менее 99,7% значений попадут в интервал, т.е. средство измерений является исправным. Риск того, что контролируемый параметр не попадет в контролируемые границы, составляет 0,3 %.

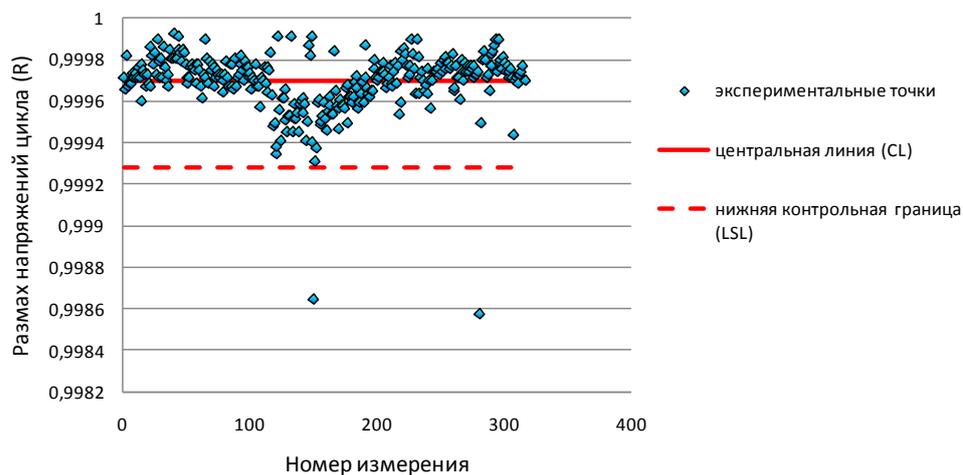


Рисунок 6 – Контрольная карта для показателя R от давления газа на выходе КС (контрольная граница установлена для  $(-3\sigma)$ )

Также возможно нанесение на контрольные карты границы на расстоянии  $\pm 2\sigma$ . Выход контролируемого параметра в этом случае будет указывать на потенциальный выход процесса из состояния статистической управляемости.

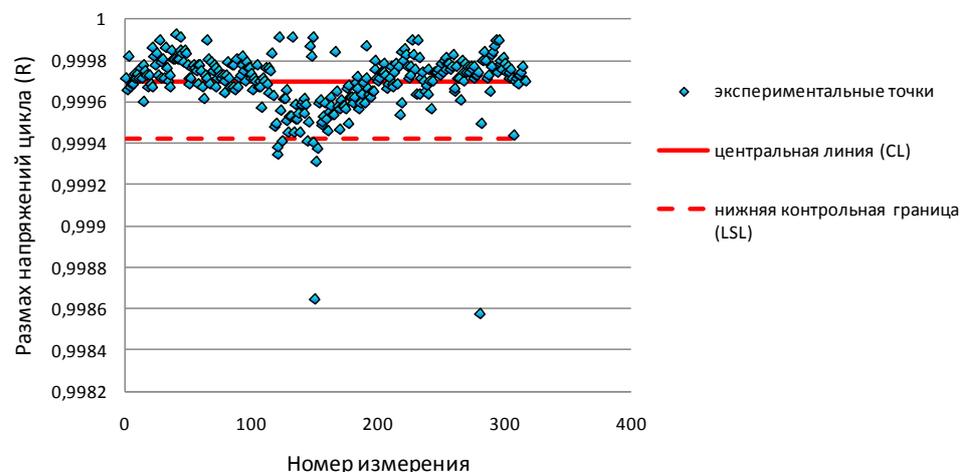


Рисунок 7 – Контрольная карта для показателя R от давления газа на выходе КС (контрольная граница установлена для  $(-2\sigma)$ )

При сужении контролируемых границ до  $-2\sigma$  получим выход нескольких экспериментальных точек за верхнюю контролируемую границу, представленную на Рисунке 7.

В работе рассмотрены контрольные карты Шухарта средних ( $\bar{X}$ ) и размахов ( $\rho$ ) или выборочных стандартных отклонений ( $s$ ) для количественных данных временных трендов. Такие карты имеют преимущества с точки зрения содержания диагностической информации, что лучше, чем простое утверждение «да-нет».

На Рисунке 8 показана контрольная карта для временного тренда, на которой представлены параметры  $\rho$ . Коэффициенты для соответствующих карт принимались при  $\alpha = 0,0027$ .

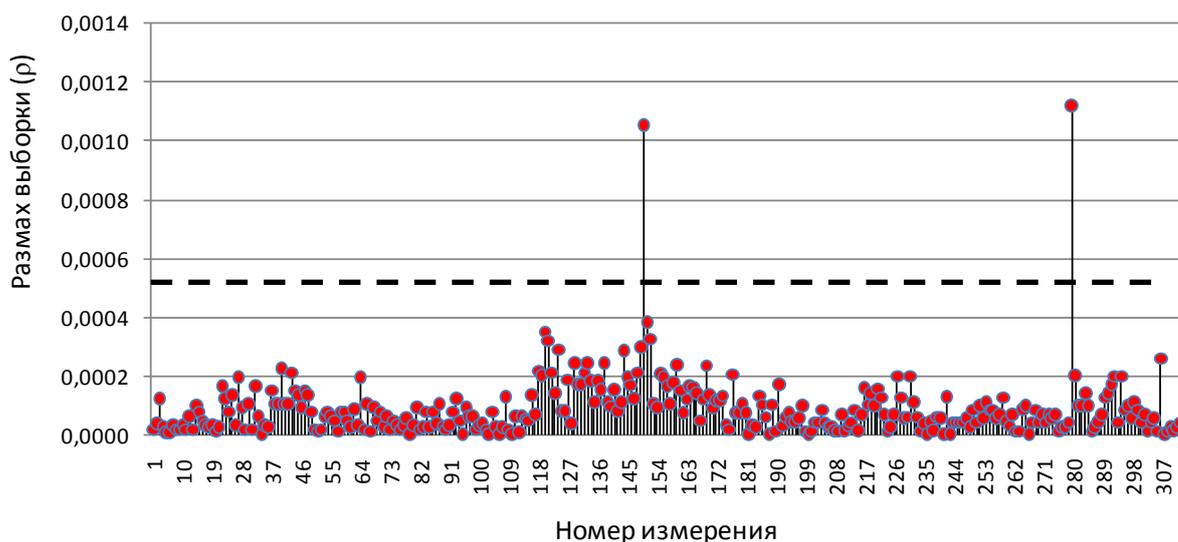


Рисунок 8 – Контрольная карта  $\rho$   
(нижний контрольный предел не показан)

Из контрольной карты  $\rho$  следует выход двух точек за контрольный предел, что указывает на причины, связанные с работой датчика давления. Разработанный способ позволяет выявлять развитие неисправности по виду тренда показателя путем исключения случайных составляющих в расчетных значениях.

Для очистки тренда размаха напряжений цикла и тренда давления от шумовой составляющей предложено использовать вейвлет-преобразование. Шумопо-

давление при вейвлет-преобразовании осуществляется за счет того, что сигнал разлагается на аппроксимирующие и детализирующие коэффициенты. Аппроксимирующие коэффициенты – коэффициенты большой величины, концентрирующие сигнал. Детализирующие коэффициенты обладают малыми значениями и обычно представляют собой шумы, которые можно удалить, что не повлияет на основной сигнал. После удаления детализирующей составляющей декомпозиция восстанавливается и на выходе получается сигнал с небольшими искажениями.

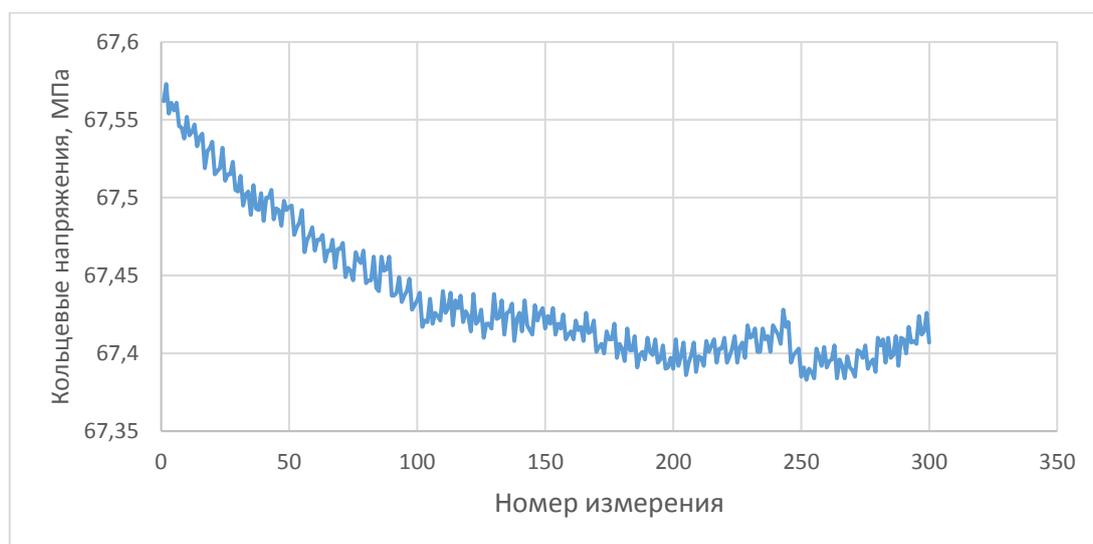


Рисунок 9 – Временной тренд колецевых напряжений трубопровода

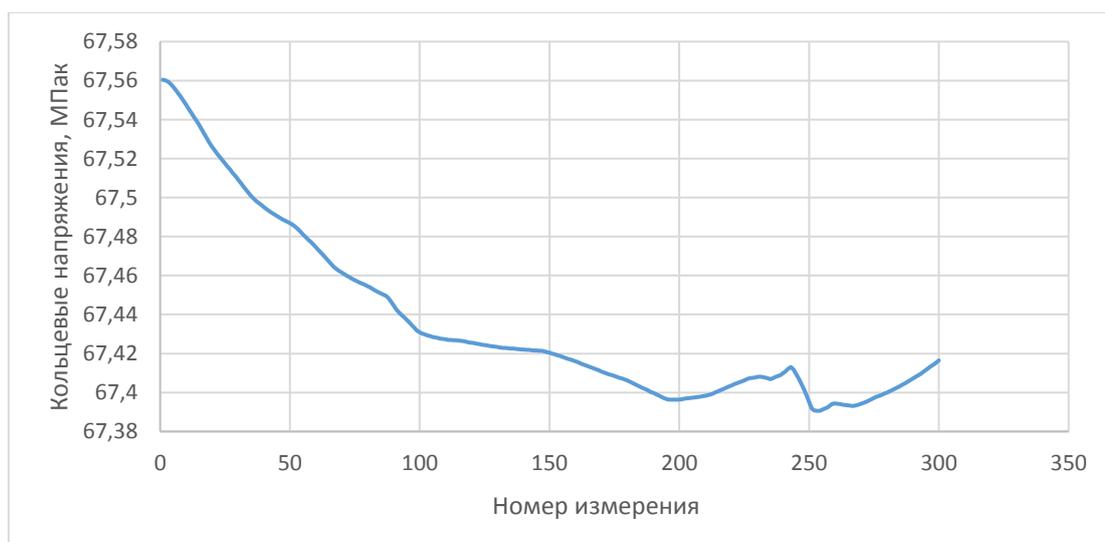


Рисунок 10 – Тренд колецевых напряжений после обработки вейвлетом Симлета

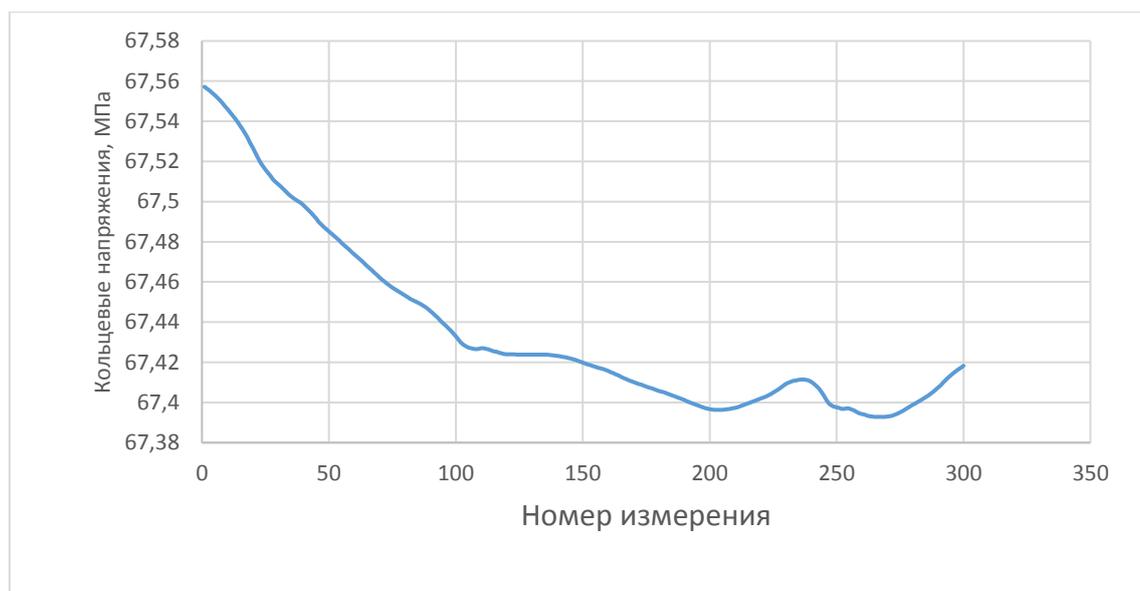


Рисунок 11 – Тренд кольцевых напряжений после обработки вейвлетом Добеши

Обработка тренда, для сравнения, была произведена двумя видами вейвлетов, рекомендуемых при шумоподавлении – вейвлетами Симлета и Добеши, результаты показаны на Рисунках 10 и 11.

Отклонение в каждой точке очищенного тренда кольцевых напряжений от исходного при применении вейвлета Симлет составило от 0,002% до 0,01%, при применении вейвлета Добеши – от 0,007% до 0,02%.

**В четвертой главе** представлены результаты анализа вариабельности расхода газа и изменения рабочего давления на выходе и входе КС, предложены мероприятия по снижению амплитуды изменения давления газа и порядок принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы.

По данным объема перекачки по Новопсковскому коридору МГ за период 2004 – 2015 гг. наблюдается неравномерность перекачки газа.

Значение показателя  $\beta$  по годам варьируется в значительных пределах 0,074 – 0,375, несмотря на компенсацию неравномерности газопотребления буферными потребителями и ПХГ. Вариабельность расхода газа по МГ особенно значительно

возросла в последние годы, по сравнению с 2004 годом в 2015 году неравномерность подачи газа, определяемая показателем  $\beta$ , увеличилась на 47 %. Неравномерность объема перекачки газа приводит к вариации давления газа.

В работе предложены мероприятия по снижению амплитуды изменения давления в газотранспортной системе.

При планируемом изменении режимов работы газотранспортной системы для предупреждения превышений предельной величины изменения давления газа в трубопроводной обвязке КС и ЛЧ МГ предлагается производить прогнозное моделирование возможных сценариев в комплексе «Астра-Газ».

Для стабилизации давления газа в газопроводах при транспорте газа предполагается использовать систему автоматического управления газоперекачивающих агрегатов КС, для трендового контроля параметров – систему «Магистраль – 2».

В работе предложена последовательность принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы.

Перед проведением технологической операции в производственно-диспетчерской службе Общества выполняется гидравлический расчет и прогнозируется конечное установившееся давление газа в газопроводе.

По результатам расчета прогнозируется величина изменения давления в газопроводе. Если величина изменения давления при выполнении технологической операции (одного цикла) превышает предельно допустимую величину, то принимается решение поэтапного изменения режима работы магистрального газопровода. Кроме предельной амплитуды изменения давления за один цикл, в процессе изменения режима работы газопровода контролируется темп подъема давления, который не должен превышать  $2,7 \text{ кгс/см}^2/\text{мин}$ .

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. На основе проведенного анализа установлено, что 85,5% дефектов от общего количества дефектов магистральных газопроводов составляют дефекты типа «потеря металла». Однозначной закономерности в распределении дефектов на дистанции между компрессорными станциями не выявлено. Коэффициент корреляции составляет 0,48, коэффициент детерминации 0,23, т.е. однородные факторы

(тип грунта, работа средств электрохимзащиты) влияют на распределение дефектности только на 23 %.

2. По данным внутритрубной диагностики: 2,8 % дефектов типа «потеря металла» имеют коэффициент безопасного давления –  $0,6 \div 0,8$ ; 87,0% –  $0,8 \div 0,9$ ; 9,6 % –  $0,9 \div 1,0$ ; 0,6 % имеют коэффициент безопасного давления больше 1,0. Распределение дефектов по дистанции ЛЧ МГ между КС Новопсковского коридора неравномерное. Коэффициент дифференциации по ЛЧ составляет величину  $0,49 \div 0,59$ . Анализ аварийных отказов магистральных газопроводов показывает, что функция распределения вероятности безотказной работы Гомперца описывает экспериментальные данные со среднеквадратической относительной погрешностью, составляющей 2,14 %, что на 0,14 % точнее распределения Вейбулла.

3. Для расчета предельной величины изменения давления в газопроводе ( $\Delta P$ ) от диаметра трубопровода ( $DN$ ) и глубины дефекта ( $h_d$ ) разработана аналитическая функция. Сравнение расчетных и исходных данных показывает хорошую сходимость результатов. Среднеквадратичная погрешность расчета составляет не более 1%. Определены предельные значения изменения давления для участков линейной части магистрального трубопровода Новопсковского коридора с дефектами, составляющие величины  $7,0 \div 9,0$  кгс/см<sup>2</sup>. Предельный градиент изменения давления составляет величину 2,7 кгс/см<sup>2</sup>/мин.

4. Процесс перекачки газа по МГ характеризуется флуктуациями давления, увеличивающими склонность трубопровода к разрушению. Предложено контролировать колебания давления газа на выходе КС по величине показателя – размаха напряжений цикла, равного соотношению минимального к максимальному значению кольцевых напряжений за интервал времени, равный 1 минуте. Предельная величина размаха напряжений цикла составляет 0,9. Для повышения достоверности временных трендов давления газа в магистральном газопроводе предложено использовать контрольные карты Шухарта. Для повышения точности определения давления в газопроводе и шумоподавления сигнала датчика давления предложено применять вейвлет преобразование. При сравнении использования двух типов вейвлетов, Симлета и Добеши, было установлено, что вейвлет Симлета более

наглядно преобразует сигнал при меньшем отклонении очищенного сигнала от исходного.

5. По данным объема перекачки за 2004 – 2015 гг. коэффициент неравномерности  $\beta$  по годам варьируется в значительных пределах 0,074 – 0,375. По сравнению с 2004 годом в 2015 году неравномерность подачи газа, определяемая показателем  $\beta$ , увеличилась на 47 %. Неравномерность объема перекачки газа приводит к колебаниям давления газа, оказывающим влияние на линейную часть магистральных газопроводов и компрессорные станции. Предложены мероприятия по снижению амплитуды изменения давления газа в газотранспортной системе и порядок принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы.

**Основные положения диссертационной работы отражены в следующих работах:**

**В ведущих рецензируемых научных журналах и изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:**

1. Байков И.Р. Анализ надежности газоперекачивающих агрегатов по статистическим данным эксплуатации / И.Р. Байков, С.В. Китаев, М.И. Кузнецова, Н.М. Дарсалия // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14, № 1 – С. 115 – 122.

2. Колотилов Ю.В. Системный анализ оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов для установления приоритетов эффективного использования энергетических ресурсов / Ю.В. Колотилов, С.В. Китаев, Н.М. Дарсалия, О.В. Смородова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017.– № 3.– С. 106 – 111.

3. Байков И.Р. Анализ аварийных отказов длительно эксплуатируемых магистральных газопроводов / И.Р. Байков, Н.М. Дарсалия, С.В. Китаев, О.С. Смородова, А.М. Шаммазов // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 3. – С. 114 – 119.

4. Байков И.Р. Исследование методов обеспечения работоспособности газотранспортной системы ПАО "Газпром" / И.Р. Байков, Н.М. Дарсалия, С.В. Китаев, О.В. Смородова, А.М. Шаммазов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 2. – С. 67 – 77.

5. Китаев С.В. Анализ дефектности магистральных газопроводов по времени и протяженности / С.В.Китаев, Н.М. Дарсалия, И.Р. Байков, О.В. Смородова // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2018. – № 6. – С. 93 – 99.

6. Усманов Р.Р. Обеспечение работоспособности газопроводов при диспетчерском управлении технологическими процессами газотранспортной системы / Р.Р. Усманов, М.В. Чучкалов, Э.С. Иванов, С.В. Китаев, Н.М. Дарсалия // Газовая промышленность. – 2018.– № 6.– С. 20 – 25.

**В рецензируемых научных изданиях, входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования:**

1. Baikov I.R. System analysis and Simulation of the Characteristics of the Materials of Cryogenic Pipelines / I.R. Baikov, SV. Kitaev, O.V. Smorodova, N.M. Darsaliya, Yu.V. Kolotilov, N.R. Ryazapov // Russian Metallurgy, 2018. – Pp. 1306 –1308.

**В других изданиях:**

1. Китаев С.В. Диагностирование технического состояния газоперекачивающих агрегатов на основе факторного анализа / С.В. Китаев, Н.М. Дарсалия // VIII международная научно-практическая конференция молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники–2015» г. Уфа – 2015 г. – С. 161 –163.

2. Китаев С.В. Прогнозирование и контроль технического состояния газотурбинных установок / С.В. Китаев, Н.М. Дарсалия // Трубопроводный транспорт – 2016 Материалы XI Международной учебно-научно-практической конференции. – 2016.– С. 75 – 77.

3. Китаев С.В. Способ исключения несистемных отклонений при мониторинге технологических параметров на компрессорных станциях / С.В. Китаев, Н.М. Дарсалия // Трубопроводный транспорт – 2017 Тезисы докладов XII Международной учебно-научно-практической конференции. – 2017. – С. 106 – 107.

4. Дарсалия Н.М. Системный анализ показателей прогнозирования состояния магистрального газопровода / Н.М. Дарсалия, А.Ю. Плотников // Материалы международной научно-практической конференции " Актуальные вопросы и достижения науки и образования в XXI веке" Самара: НИЦ "Поволжская научная корпорация". – 2018. – С. 33 – 35.