



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Документы нормативные для проектирования,  
строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»

**ОПТИМИЗАЦИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО  
ОБСЛЕДОВАНИЯ И ПОДДЕРЖАНИЯ  
РАБОТОСПОСОБНОГО СОСТОЯНИЯ  
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ  
ГАЗОПРОВОДОВ**

**Р Газпром 2-2.3-401-2009**

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

Рекомендации организации



Москва 2010

Корректурa *И.А. Шишковой*

Компьютерная верстка *Н.А. Волянской*

---

Подписано в печать 01.06.2010 г.

Формат 60х84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 144 экз.

Уч.-изд. л. 3,6. Заказ 765.

---

ООО «Газпром экспо» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.

Тел.: (495) 719-64-75, (499) 580-47-42.

Отпечатано в ООО «Полиграфия Дизайн».

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

---

РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ

**ОПТИМИЗАЦИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ  
И ПОДДЕРЖАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОГО СОСТОЯНИЯ  
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

Р Газпром 2-2.3-401-2009

*Издание официальное*

---

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Общество с ограниченной ответственностью  
«Научно-исследовательский институт природных газов  
и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»

Москва 2010

## Предисловие

### 1 РАЗРАБОТАНЫ

Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»

### 2 ВНЕСЕНЫ

Управлением по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»

### 3 УТВЕРЖДЕНЫ

членом Правления ОАО «Газпром», начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа 20 ноября 2009 года

### 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© ОАО «Газпром», 2009

© Разработка ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009

© Оформление ООО «Газпром экспо», 2010

*Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»*

## Содержание

|  |    |
|--|----|
| 1 Область применения.....  | 1  |
| 2 Нормативные ссылки .....   | 1  |
| 3 Термины и определения .....  | 2  |
| 4 Основные нормативные положения .....   | 3  |
| 5 Математические модели затрат на поддержание технического состояния<br>линейной части газопровода в зависимости от результатов диагностики,<br>объемов и видов ремонтных работ .....  | 5  |
| 6 Аналитический метод оптимизации затрат на поддержание<br>работоспособности линейной части магистральных газопроводов .....   | 10 |
| 7 Расчетный метод определения рекомендуемого срока эксплуатации участка<br>магистрального газопровода до вывода в капитальный ремонт с учетом затрат<br>на эксплуатацию (включая диагностику и ремонт) .....                               | 16 |
| Приложение А (справочное) Примеры сводок, обнаруженных<br>при проведении внутритрубной дефектоскопии<br>и отремонтированных по ее итогам дефектов .....  | 18 |
| Приложение Б (рекомендуемое) Пример определения минимальных<br>суммарных затрат, оптимального количества заменяемых<br>труб и рекомендуемого срока эксплуатации участка<br>магистрального газопровода до вывода в капитальный ремонт ..... | 20 |
| Библиография .....   | 23 |

## Введение

Настоящие рекомендации разработаны в рамках Программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ОАО «Газпром» на 2006 г., утвержденной Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером (№ 01-20 от 10.02.2005 г.) и Перечня приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2006-2010 гг., утвержденного Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером (№ 01-106 от 11.10.2005 г.): п. 4.1 Создание технологий и технических средств для строительства, реконструкции и эксплуатации трубопроводных систем с оптимальными параметрами транспорта газа и устойчивостью к воздействию естественных факторов и технологических нагрузок.

Разработка настоящих рекомендаций проводилась лабораторией диагностики и прогноза технического состояния трубопроводов и оборудования ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по договору с ОАО «Газпром» № 0610-07-1 от 13.12.2007 г. «Разработка технологий ремонта, методов прогнозирования и оптимизации объемов и видов работ по диагностике и ремонту магистральных газопроводов ОАО «Газпром» коллективом авторов: В.В. Аладинский, В.И. Городниченко, В.Е. Грязин, М.А. Широков (ОАО «Газпром ВНИИГАЗ»); В.В. Салюков, А.Н. Колотовский, М.Ю. Митрохин, А.В. Молоканов, Н.И. Булычев (ОАО «Газпром»); В.Н. Медведев, Ф.Г. Тухбатуллин, М.И. Королев (ООО «Газпром газнадзор»); Р.Ф. Зиновьев (ОАО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»).

**РЕКОМЕНДАЦИИ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»**

---

**ОПТИМИЗАЦИЯ ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ  
И ПОДДЕРЖАНИЯ РАБОТОСПОСОБНОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНЕЙНОЙ  
ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

---

Дата введения – 2010-09-10

## **1 Область применения**

1.1 Настоящие рекомендации распространяются на участки линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром» диаметром до 1420 мм включительно, приспособленные к проведению внутритрубной дефектоскопии.

1.2 Настоящие рекомендации определяют:

- методику оптимизации затрат на поддержание работоспособного состояния линейных участков магистральных газопроводов с учетом затрат на диагностику, ремонт и ликвидацию последствий возможных отказов на линейной части магистральных газопроводов;
- порядок определения оптимальных объемов выборочного ремонта линейных участков магистральных газопроводов по итогам внутритрубной дефектоскопии и времени до проведения следующей внутритрубной дефектоскопии;
- порядок оценки рекомендуемого времени эксплуатации линейных участков магистральных газопроводов до проведения капитального ремонта.

1.3 Настоящие рекомендации являются составной частью нормативной документации системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов и предназначены для планирования диагностических и ремонтных работ в эксплуатирующих организациях ОАО «Газпром».

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.3-112-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами

СТО Газпром 2-2.3-173-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением

СТО Газпром 2-2.3-292-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции

СТО Газпром 2-2.3-361-2009 Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов

Примечание — При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины и определения

В настоящих рекомендациях применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 коррозионное состояние:** Характеристика объекта (газопровода), определяемая наличием, количеством, распределением и геометрическими размерами коррозионных дефектов.

[СТО Газпром 2-2.3-361-2009, пункт 3.1]

**3.2 ранг опасности коррозионного дефекта:** Величина, характеризующая степень опасности обнаруженных коррозионных дефектов в зависимости от их геометрических размеров.

[СТО Газпром 2-2.3-361-2009, пункт 3.2]

**3.3 удельные затраты:** Величина затрат, приведенных к одному году эксплуатации на один километр трассы линейной части магистральных газопроводов.



**3.4 выборочный ремонт по итогам внутритрубной дефектоскопии:** Ремонт по результатам внутритрубной дефектоскопии, при котором устраняются в первую очередь наиболее опасные дефекты.

**3.5 заменяемый дефектный элемент:** Часть объекта магистрального газопровода (труба, соединительная деталь трубопровода (СДТ)), имеющая дефекты и подлежащая полной замене при ремонте или реконструкции.

## 4 Основные нормативные положения

4.1 При оптимизации затрат на поддержание работоспособного состояния линейных участков магистральных газопроводов (МГ) следует учитывать рост размеров дефектов и, соответственно, увеличение степени их опасности.

*Примечание* — В качестве линейного участка МГ, как правило, рассматривают часть МГ, расположенную между линейными кранами или камерами запуска-приема очистных поршней.

4.2 Объемы выборочного ремонта (затраты на ремонт) по итогам внутритрубной дефектоскопии (ВТД) определяют по количеству заменяемых дефектных элементов  $n_T$  на рассматриваемом участке.

4.3 При оптимизации затрат на поддержание работоспособного состояния линейного участка МГ учитывают, что в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-173 стресс-коррозионные дефекты, обнаруженные при диагностировании МГ, должны быть устранены.

*Примечание* — Примеры сводок, обнаруженных при проведении ВТД и отремонтированных по ее итогам дефектов, приведены в приложении А.

4.4 Оптимизацию затрат на поддержание работоспособного состояния линейного участка МГ выполняют в соответствии со схемой, представленной на рисунке 1, в следующем порядке:

4.4.1 Для каждой трубы (СДТ), имеющей поверхностные дефекты, в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-292 определяют:

- текущее (на момент обследования) и прогнозируемое (на заданный предстоящий момент времени) значение ранга опасности дефектов;
- срок безопасной эксплуатации, рассчитанный в рамках детерминистического подхода с учетом максимальной скорости роста глубины коррозионных дефектов.

4.4.2 Оптимизацию затрат на поддержание работоспособного состояния линейного участка МГ проводят в случаях, когда не представляется возможным обследовать в шурфах и устранить все дефектные трубы и СДТ, срок безопасной эксплуатации которых, рассчитанный

в рамках детерминистического подхода, меньше максимального интервала между ВТД (пять лет). Оптимизацию затрат выполняют в рамках вероятностного подхода.

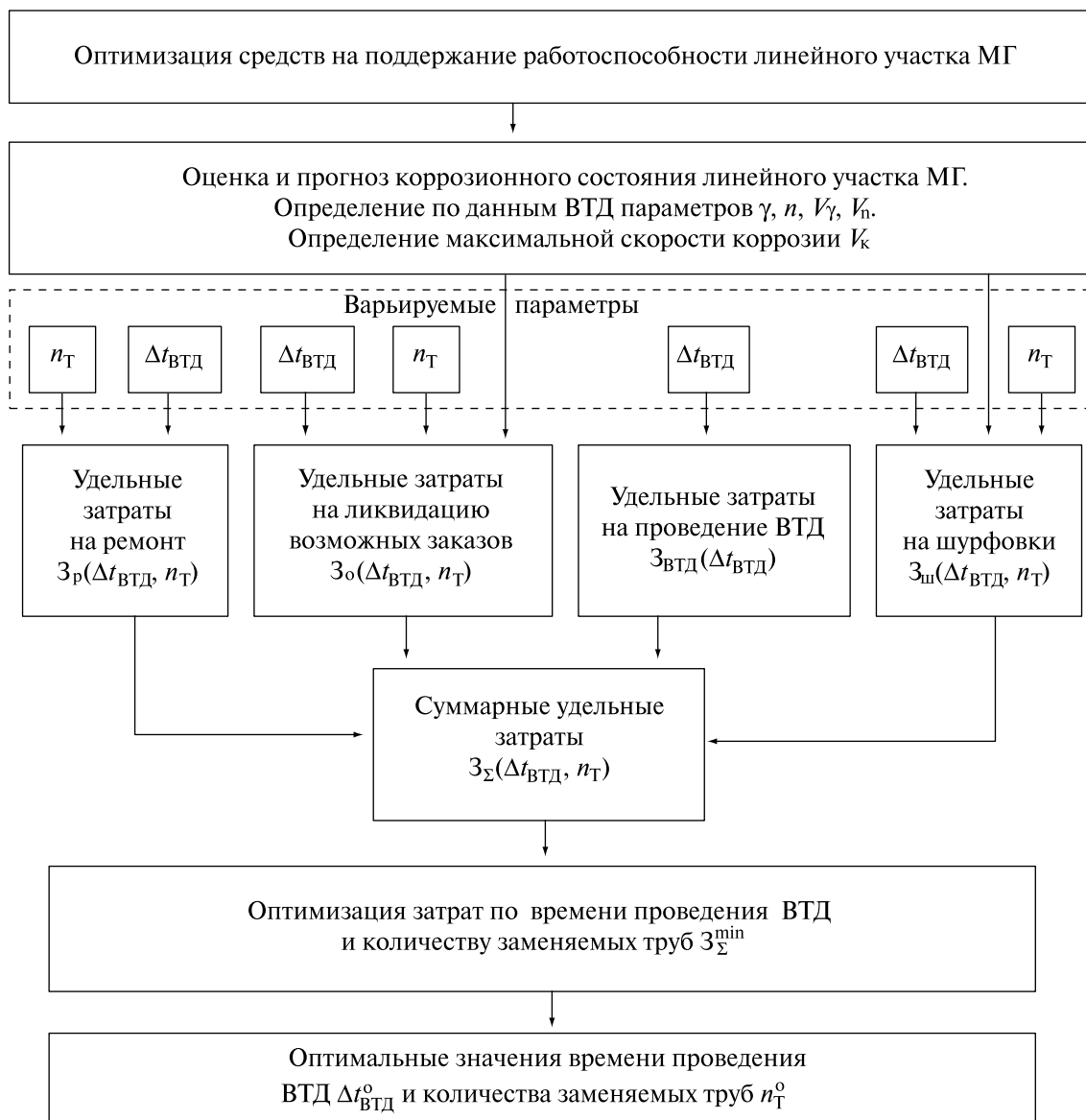


Рисунок 1 – Схема оптимизации затрат при проведении выборочного ремонта линейного участка МГ по результатам ВТД

4.4.3 Для определения вероятности перехода поврежденной коррозией трубы в предельное состояние в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112 и СТО Газпром 2-2.3-292 вычисляют ранги опасности коррозионных дефектов, обнаруженных при ВТД, на каждой трубе определяют дефект с максимальным рангом опасности и формируют последовательность из максимальных рангов опасности. На основании этих данных делают оценку текущего коррозионного состояния линейного участка МГ и его прогноз: определяют параметр показательного закона распре-

деления рангов опасности коррозионных дефектов  $\gamma$ , общее количество поврежденных коррозией труб  $n$  и скорости изменения этих параметров  $V_\gamma$  и  $V_n$ .

#### Примечания

1 Текущее коррозионное состояние (коррозионное состояние на момент проведения ВТД) характеризуется общим количеством труб с коррозионными дефектами. Оценку общего количества труб с коррозионными дефектами, включая трубы с дефектами, размеры которых не превышают порога чувствительности внутритрубного дефектоскопа, проводят на основе статистической обработки результатов ВТД.

2 Прогнозное коррозионное состояние — коррозионное состояние, изменяющееся после проведения ВТД в зависимости от времени эксплуатации линейного участка МГ.

4.4.4 С учетом заданных значений параметров времени проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  и количества заменяемых труб  $n_T$  определяют:

- удельные затраты на ремонт участка  $Z_p(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$ ;
- удельные затраты на проведение ВТД  $Z_{\text{ВТД}}(\Delta t_{\text{ВТД}})$ ;
- удельные затраты на проведение обследования в шурфах  $Z_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$ ;
- удельные затраты на ликвидацию последствий возможных отказов  $Z_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$ ;
- суммарные удельные затраты  $Z_\Sigma(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$ .

П р и м е ч а н и е — Ежегодные затраты на эксплуатацию (персонал, техника и т.д.) считают постоянными, поэтому не учитывают при оптимизации затрат.

4.4.5 Оптимизацию суммарных затрат осуществляют по двум параметрам:

- по времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  с минимизацией затрат на ВТД и обследование в шурфах;
- количеству труб  $n_T$ , ремонтируемых (заменяемых) в период времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$ , с учетом протяженности и расположения локальных дефектных участков газопровода и отдельных дефектных труб, с минимизацией затрат на ремонт и ликвидацию последствий возможных отказов.

В результате определяют оптимальные значения времени проведения ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}^o$ , объемов и сроков ремонтных работ  $n_T^o$  и минимальное значение суммарных удельных затрат  $Z_\Sigma^{\min}$ .

## 5 Математические модели затрат на поддержание технического состояния линейной части газопровода в зависимости от результатов диагностики, объемов и видов ремонтных работ

5.1 Затраты на поддержание технического состояния линейной части газопровода распределяют равномерно на рассматриваемый срок эксплуатации. В качестве срока, на который распределяют затраты на ВТД, следует принимать интервал времени до проведения следующей

ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$ . При этом необходимо учитывать, что интервал между ВТД ограничен и в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-095 не превышает пяти лет.

5.2 Удельные затраты на проведение ВТД  $Z_{\text{ВТД}}(\Delta t_{\text{ВТД}})$ , млн руб. в год на 1 км, определяют по формуле

$$Z_{\text{ВТД}}(\Delta t_{\text{ВТД}}) = \frac{S_{\text{ВТД}}}{\Delta t_{\text{ВТД}}}, \quad (5.1)$$

где  $S_{\text{ВТД}}$  — цена обследования одного километра трассы МГ, млн руб. на 1 км;

$\Delta t_{\text{ВТД}} \leq 5$  — варьируемый интервал времени до проведения следующей ВТД, лет.

Цену обследования одного километра трассы МГ следует определять по цене договора с диагностической организацией, проводившей внутритрубное обследование на участке МГ.

5.3 Затраты на ремонт линейного участка МГ путем замены трубы  $Z_{\text{р}}(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_{\text{т}})$ , млн руб. в год на 1 км, определяют по формуле

$$Z_{\text{р}}(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_{\text{т}}) = \frac{S_{\text{т}}^1 \cdot n_{\text{т}} + S_{\text{г}}}{\Delta t_{\text{ВТД}} \cdot L}, \quad (5.2)$$

где  $S_{\text{т}}^1$  — стоимость замены одной трубы в соответствии с Временными показателями [1], млн руб.;

$n_{\text{т}}$  — количество заменяемых на участке труб, которое варьируется при поиске минимума затрат, штук;

$S_{\text{г}}$  — стоимость сравленного газа при ремонте участка, млн руб.;

$\Delta t_{\text{ВТД}} \leq 5$  — интервал времени до проведения следующей ВТД, лет;

$L$  — протяженность линейного участка МГ, км.

**Примечание** — При определении средней стоимости замены одной трубы необходимо учитывать дополнительную составляющую, связанную с подготовительными и заключительными работами, зависящую от взаимного расположения заменяемых труб на участке МГ.

5.4 Затраты на проведение обследования газопровода в шурфах  $Z_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_{\text{т}})$  определяют по формуле

$$Z_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_{\text{т}}) = \frac{S_{\text{ш}}^1 \cdot [n_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}}) - n_{\text{т}}]}{\Delta t_{\text{ВТД}} \cdot L}, \quad (5.3)$$

где  $S_{\text{ш}}^1$  — стоимость проведения одной шурфовки, включая затраты на инструментальное диагностирование и ремонт методами, не требующими замены трубы (муфты, заварка, вышлифовка и т.д.) в соответствии с Временными показателями [1], млн руб.;

$n_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}})$  — количество необходимых шурфовок на участке, которое зависит от коррозионного состояния участка и является функцией времени до проведения следующей ВТД;

$\Delta t_{\text{ВТД}} \leq 5$  — интервал времени до проведения следующей ВТД, лет;

$n_T$  — количество заменяемых на участке труб (затраты на шурфовку при замене трубы учитывают в затратах на замену трубы  $S_T^1$ );

$L$  — протяженность линейного участка МГ, км.

5.5 Затраты на ликвидацию последствий от возможных отказов на линейном участке МГ рассчитывают в зависимости от его текущего технического состояния (общего количества труб с дефектами и ранга опасности дефектов), вероятности отказа каждой дефектной трубы, ожидаемых затрат на ликвидацию последствий одного отказа и с учетом количества заменяемых на участке труб по результатам ВТД.

5.6 Параметр показательного закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов  $\gamma$  и общее количество труб с коррозионными дефектами  $n$  на линейном участке МГ определяют по количеству труб, на которых (по данным ВТД) имеются дефекты с рангом опасности  $R_k \geq 0,25$  и  $R_k \geq 0,4$ . Ранги опасности коррозионных дефектов вычисляют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-292.

5.7 Параметр показательного закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов  $\gamma$  вычисляют по формуле

$$\gamma = \frac{0,15}{\ln(m_{0,25} / m_{0,40})}, \quad (5.4)$$

где  $m_{0,25}$ ;  $m_{0,4}$  — количество обнаруженных при проведении ВТД на линейном участке МГ труб, на которых имеются коррозионные дефекты с рангом опасности больше или равным соответственно 0,25 и 0,40.

5.8 Общее количество труб с коррозионными дефектами на линейном участке МГ  $n$  вычисляют по формуле

$$n = \frac{m_{0,25}}{\exp(-0,25 / \gamma)}, \quad (5.5)$$

где  $m_{0,25}$  — количество труб, обнаруженных на линейном участке МГ при проведении ВТД, на которых имеются коррозионные дефекты с рангом опасности больше или равным 0,25;

$\gamma$  — параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов.

5.9 Значение вероятности отказа  $P_o$  для трубы с коррозионным дефектом в зависимости от ранга опасности коррозионного дефекта определяют по формуле

$$P_o = \begin{cases} e^{-K_1 \cdot (1-R_k)} & 1 \geq R_k \geq 0, \\ 1 & R_k > 1 \end{cases}, \quad (5.6)$$

где  $K_1$  — коэффициент, равный 11,52;

$R_k$  — ранг опасности коррозионного дефекта, рассчитываемый в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-292.

Для трубы с закритическими коррозионными дефектами, ранг опасности которых  $R_k \geq 1$ , принимают, что за период времени до проведения следующей ВТД с вероятностью, равной единице, произойдет отказ – разрыв трубы. Зависимость вероятности отказа трубы с коррозионным дефектом  $P_o$  от ранга опасности коррозионного дефекта  $R_k$  приведена на рисунке 2.

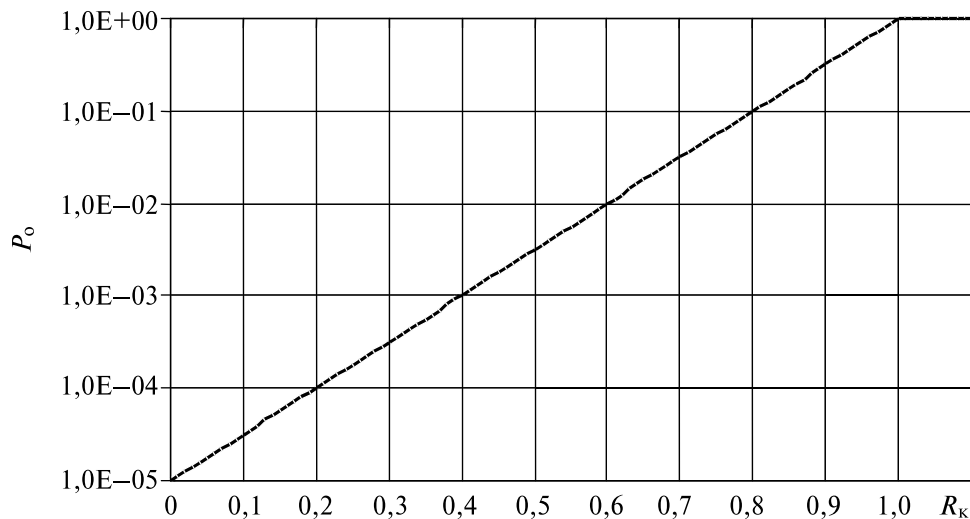


Рисунок 2 – Зависимость вероятности отказа от ранга опасности коррозионных дефектов

5.10 Число возможных отказов на участке  $K_o(n_T)$ , полученное путем интегрирования по рангу опасности коррозионных дефектов произведения плотности вероятности показательного закона распределения ранга опасности коррозионных дефектов, общего количества дефектных труб на линейном участке МГ и вероятности их отказа, с учетом количества заменяемых труб  $n_T$ , штук, определяют по формуле

$$K_o(n_T) = n \cdot \exp(-K_1) \cdot \frac{1}{1 - K_1 \cdot \gamma} \cdot \left[ 1 - \exp(-R_k^p(n_T) \cdot (\frac{1}{\gamma} - K_1)) \right], \quad (5.7)$$

где  $n$  – количество труб с коррозионными дефектами на линейном участке МГ, определенное по результатам ВТД, штук;

$K_1$  – коэффициент, равный 11,52;

$\gamma$  – параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов, определенный по результатам ВТД;

$R_k^p(n_T) = -\gamma \ln(n_T/n)$  – граничное значение ранга опасности коррозионных дефектов на трубах, оставленных без ремонта (после расчета параметров  $n$  и  $\gamma$  является только функцией  $n_T$ );

$n_T$  – количество заменяемых на участке труб.

Примечание — В первую очередь меняют трубы, на которых при проведении ВТД были обнаружены дефекты с наибольшим рангом опасности.

5.11 Расчет числа возможных отказов  $K_o(n_T)$  осуществляют в следующей последовательности:

- вычисляют параметры распределения ранга опасности дефектов на трубах линейного участка МГ  $\gamma$  и  $n$ ;
- задают количество заменяемых дефектных труб  $n_T$  (варьируемое значение) и вычисляют граничное значение ранга опасности оставленных без ремонта дефектов  $R_k^p(n_T)$ ;
- определяют число возможных отказов  $K_o(n_T)$  на рассматриваемом линейном участке МГ.

Зависимость числа возможных отказов  $K_o(n_T)$  от параметра  $R_k^p(n_T)$  при различных значениях параметра распределения  $\gamma$  и фиксированном значении общего количества дефектных труб на участке  $n = 1000$  штук приведена на рисунке 3.

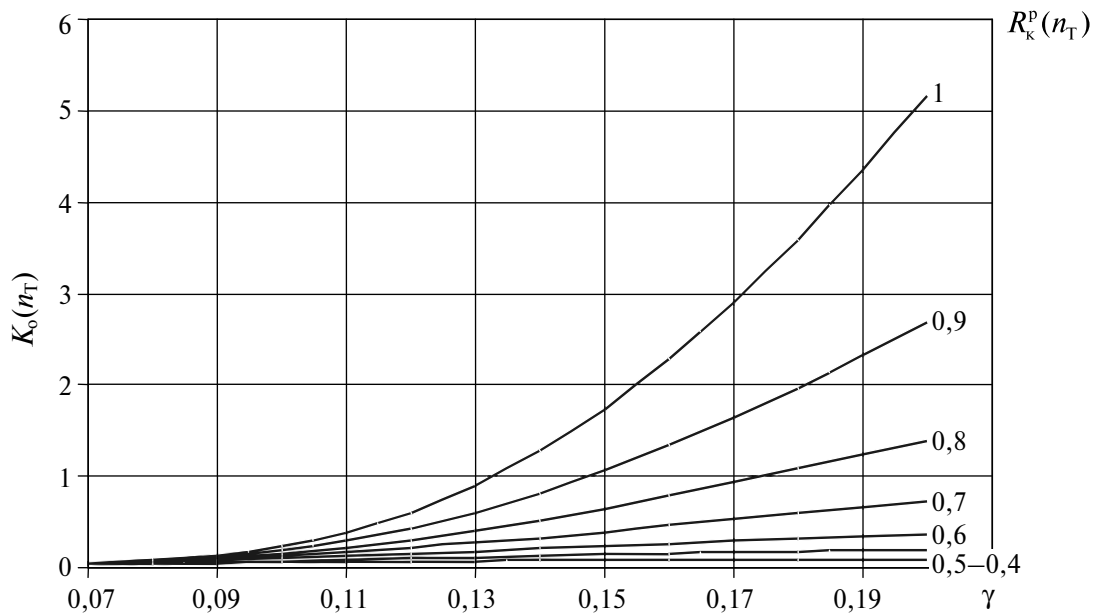


Рисунок 3 — Зависимость числа возможных отказов  $K_o(n_T)$  от параметра  $R_k^p(n_T)$  при различных значениях параметра распределения  $\gamma$  и фиксированном значении общего количества дефектных труб на линейном участке МГ  $n = 1000$  штук

5.12 Удельные затраты на ликвидацию возможных отказов в период между ВТД  $З_o(n_T)$ , млн руб. в год на 1 км, вычисляют по формуле

$$З_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) = \frac{З_o^1 \cdot K_o(n_T)}{\Delta t_{\text{ВТД}} \cdot L}, \quad (5.8)$$

где  $З_o^1$  — средние затраты на ликвидацию последствий одного отказа, млн руб.;

$K_o(n_T)$  — число возможных отказов на участке МГ;

$n_T$  — количество заменяемых на участке труб;

$\Delta t_{\text{ВТД}} \leq 5$  — интервал времени до проведения следующей ВТД, лет;

$L$  — протяженность линейного участка МГ, км.

**Примечание** — Значения средних затрат на ликвидацию последствий одного отказа определяют по данным, приведенным в Декларации промышленной безопасности конкретного участка МГ (раздел «Оценка возможного ущерба»).

## **6 Аналитический метод оптимизации затрат на поддержание работоспособности линейной части магистральных газопроводов**

6.1 Оптимизацию затрат на поддержание работоспособности линейного участка МГ с учетом затрат на диагностирование (ВТД и шурфовки) и затраты на ремонт и ликвидацию последствий возможных отказов осуществляют по двум переменным: по времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  и объему ремонтных работ  $n_T$ .

6.2 Оптимизацию затрат осуществляют с учетом роста размеров коррозионных дефектов по времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$ . Учет роста размеров коррозионных дефектов приводит к увеличению числа необходимых контрольных шурфовок с целью оценки инструментальными методами степени опасности не устраненных по итогам ВТД дефектов. Зависимость числа необходимых шурфов  $n_{\text{ш}}$  от времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  рассчитывают по формуле

$$n_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}}) = n \cdot \exp[-(0,5 - V_k \cdot \Delta t_{\text{ВТД}}) / \gamma], \quad (6.1)$$

где  $n$  — общее количество труб с коррозионными дефектами на линейном участке МГ на момент проведения ВТД, штук;

$V_k$  — максимальная скорость роста ранга опасности коррозионных дефектов, 1/год;

$\gamma$  — параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов на момент проведения ВТД;

$\Delta t_{\text{ВТД}} \leq 5$  — варьируемый интервал времени до проведения следующей ВТД, лет.

6.3 Максимальную скорость роста ранга опасности коррозионных дефектов  $V_k$  рассчитывают по формуле

$$V_k = -\frac{2 \cdot \ln(1/n) \cdot \gamma}{t_{\text{ВТД}}}, \quad (6.2)$$

где  $n$  — общее количество труб с коррозионными дефектами на линейном участке МГ на момент проведения ВТД, штук;



$\gamma$  — параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов на момент проведения ВТД;

$t_{\text{ВТД}}$  — время эксплуатации линейного участка МГ до проведения ВТД, лет.

6.4 Оптимизацию затрат на ремонт и ликвидацию последствий возможных отказов осуществляют с учетом прогноза изменения технического состояния линейного участка МГ по времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$ . Рост ранга опасности дефектов и увеличение количества труб с дефектами приводит к увеличению ожидаемых затрат на ликвидацию последствий отказов. Изменение параметра закона распределения ранга опасности коррозионных дефектов  $\gamma$  и общего количества труб с коррозионными дефектами  $n$  вычисляют по формулам:

$$\gamma(\Delta t_{\text{ВТД}}) = \gamma + V_{\gamma} \cdot \Delta t_{\text{ВТД}}; \quad (6.3)$$

$$n(\Delta t_{\text{ВТД}}) = n + V_n \cdot \Delta t_{\text{ВТД}}, \quad (6.4)$$

где  $\gamma$  — параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов на момент проведения ВТД;

$V_{\gamma}$  — скорость изменения параметра закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов, 1/год;

$\Delta t_{\text{ВТД}} \leq 5$  — варьируемый интервал времени до проведения следующей ВТД, лет;

$n$  — общее количество труб с коррозионными дефектами на линейном участке МГ на момент проведения ВТД, штук;

$V_n$  — скорость изменения общего количества труб с коррозионными дефектами, штук/год.

6.5 Скорость изменения параметра закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов  $V_{\gamma}$ , 1/год, вычисляют по формуле

$$V_{\gamma} = \begin{cases} \gamma / t_{\text{ВТД}}^* \\ \frac{\Delta \gamma}{\Delta \tau_{\text{ВТД}}}^{**} \end{cases}, \quad (6.5)$$

где  $\gamma$  — параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов на линейном участке МГ на момент проведения ВТД, значение которого определяют по формуле (5.4);

---

\*При наличии одной ВТД.

\*\*При наличии двух и более ВТД.

$t_{\text{ВТД}}$  — время эксплуатации линейного участка МГ до проведения ВТД, лет;

$\Delta\gamma$  — разница значений параметров законов распределения рангов опасности коррозионных дефектов, определенных по результатам двух последних ВТД;

$\Delta\tau_{\text{ВТД}}$  — интервал времени между двумя последними ВТД, лет.

6.6 Скорость изменения общего количества труб с коррозионными дефектами  $V_n$ , штук/год, вычисляют по формуле

$$V_n = \begin{cases} n / t_{\text{ВТД}}^* \\ \frac{\Delta n}{\Delta\tau_{\text{ВТД}}}^{**} \end{cases}, \quad (6.6)$$

где  $n$  — общее количество труб с коррозионными дефектами на линейном участке МГ на момент проведения ВТД, штук;

$t_{\text{ВТД}}$  — время эксплуатации линейного участка МГ до проведения ВТД, лет;

$\Delta n$  — разница значений общего количества труб с коррозионными дефектами на линейном участке МГ, определенных по результатам двух последних ВТД, штук;

$\Delta\tau_{\text{ВТД}}$  — интервал времени между двумя последними ВТД, лет.

Примечание — При прогнозе коррозионного состояния линейного участка МГ по данным двух последних ВТД из результатов предпоследней ВТД исключаются дефекты, устраненные в период между ВТД.

6.7 Если при наличии двух ВТД параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов  $\gamma_n$ , определенный по результатам последней ВТД, меньше чем параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов  $\gamma_{n-1}$ , определенный по результатам предыдущей ВТД, то скорость изменения параметра закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов  $V_\gamma$ , 1/год, вычисляют по формуле

$$V_\gamma = \frac{0,5(\gamma_n + \gamma_{n-1})}{t_{\text{ВТД}}}, \quad (6.7)$$

где  $t_{\text{ВТД}}$  — время эксплуатации линейного участка МГ до проведения последней ВТД, лет.

6.8 Если общее количество труб с коррозионными дефектами  $n_n$ , оцененное по результатам последней ВТД, меньше чем общее количество труб с коррозионными дефектами  $n_{n-1}$ ,

---

\*При наличии одной ВТД.

\*\*При наличии двух и более ВТД.

оцененное по результатам предыдущей ВТД, то скорость изменения общего количества труб с коррозионными дефектами  $V_n$ , штук/год, определяют по формуле

$$V_n = \frac{0,5(n_n + n_{n-1})}{t_{\text{ВТД}}}, \quad (6.8)$$

где  $t_{\text{ВТД}}$  — время эксплуатации линейного участка МГ до проведения последней ВТД, лет.

6.9 Ожидаемое число отказов  $K_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$  в зависимости от времени эксплуатации  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  определяют по формуле

$$K_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) = n(\Delta t_{\text{ВТД}}) \cdot \exp(-K_1) \times \\ \times \frac{1}{1 - K_1 \cdot \gamma(\Delta t_{\text{ВТД}})} \cdot \left[ 1 - \exp(-R_k^p(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) \cdot (\frac{1}{\gamma(\Delta t_{\text{ВТД}})} - K_1)) \right], \quad (6.9)$$

где  $n(\Delta t_{\text{ВТД}})$  — зависимость количества труб с коррозионными дефектами от периода времени до проведения следующей ВТД;

$K_1$  — коэффициент, равный 11,52;

$\gamma(\Delta t_{\text{ВТД}})$  — зависимость параметра закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов от периода времени до проведения следующей ВТД;

$R_k^p(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$  — граничное значение ранга опасности коррозионных дефектов, оставленных без ремонта, величина которого является функцией интервала времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  и количества замененных труб  $n_T$  и рассчитывается по формуле

$$R_k^p(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) = -\gamma(\Delta t_{\text{ВТД}}) \cdot \ln(n_T / n(\Delta t_{\text{ВТД}})), \quad (6.10)$$

где  $\gamma(\Delta t_{\text{ВТД}})$  — зависимость параметра закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов от периода времени до проведения следующей ВТД;

$n_T$  — количество замененных труб (варьируемая величина), штук;

$n(\Delta t_{\text{ВТД}})$  — количество труб с коррозионными дефектами в зависимости от периода времени до проведения следующей ВТД, штук.

6.10 Удельные затраты на ликвидацию возможных отказов в зависимости от периода времени до проведения ВТД и объемов проведенных ремонтных работ  $З_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$ , млн руб. в год на 1 км, определяют по формуле

$$З_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) = \frac{З_o^1 \cdot K_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)}{\Delta t_{\text{ВТД}} \cdot L}, \quad (6.11)$$

где  $З_o^1$  — средние затраты на ликвидацию одного отказа на линейном участке МГ, млн руб.;

$K_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$  — ожидаемое число отказов на линейном участке МГ;

$\Delta t_{\text{ВТД}} \leq 5$  — варьируемый интервал времени до проведения следующей ВТД, лет;

$n_T$  — количество замененных труб (варьируемая величина), штук;

$L$  — протяженность линейного участка МГ, км.

6.11 Суммарные удельные затраты  $Z_\Sigma(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$ , которые необходимо минимизировать, вычисляют по формуле

$$Z_\Sigma(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) = Z_o(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) + Z_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T) + Z_{\text{ВТД}}(\Delta t_{\text{ВТД}}) + Z_p(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T), \quad (6.12)$$

где  $Z_o^1(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$  — удельные затраты на ликвидацию возможных отказов в зависимости от периода времени до проведения ВТД и объемов проведенных ремонтных работ, млн руб. в год на 1 км;

$Z_{\text{ш}}(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$  — удельные затраты на проведение шурфовок на линейном участке МГ, млн руб. в год на 1 км;

$Z_{\text{ВТД}}(\Delta t_{\text{ВТД}})$  — удельные затраты на проведение ВТД, млн руб. в год на 1 км;

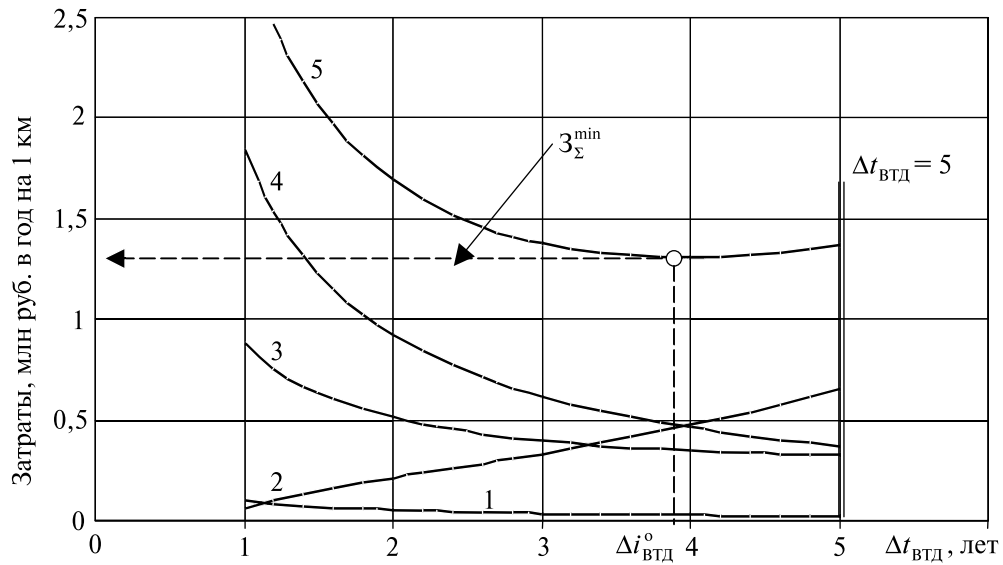
$Z_p(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$  — удельные затраты на ремонт линейного участка МГ, млн руб. в год на 1 км.

**Пр и м е р** — На рисунке 4 приведены зависимости удельных затрат на ликвидацию последствий возможных отказов, проведение ВТД, ремонтные работы и суммарные затраты от времени эксплуатации до проведения следующей ВТД для конкретных значений параметров: параметра распределения  $\gamma$  и скорости его изменения  $V_\gamma$ , общего количества дефектных труб на линейном участке МГ  $n$  и скорости его изменения  $V_n$  и количества замененных труб  $n_T$ . При проведении расчетов были приняты следующие значения затрат:

- средние затраты на ликвидацию последствий одного отказа на линейном участке МГ диаметром 1420 мм были приняты равными 150 млн руб.;
- затраты на проведение ВТД на одном километре линейного участка МГ диаметром 1420 мм составляют 0,1 млн руб.;
- затраты на замену одной трубы диаметром 1420 мм при проведении ремонтных работ составляют 0,6 млн руб.;
- затраты на одну шурфовку на газопроводе диаметром 1420 мм — 0,15 млн руб.

6.12 Поиск минимума функции суммарных удельных затрат  $Z_\Sigma(\Delta t_{\text{ВТД}}, n_T)$  осуществляют в зависимости от располагаемых возможностей по проведению ремонта линейного участка МГ после ВТД (экономические, технические или временные ограничения на проведение ремонта) в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 5.

6.13 При наличии ограничения на количество заменяемых труб  $n_T$  (ограничено финансирование на проведение ремонта) минимизацию затрат осуществляют по времени до проведения следующей ВТД. Для этого при фиксированном значении  $n_T = n_T^{\text{огр}}$  варьируют значение  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  в диапазоне от 1 года до 5 лет, рассчитывают зависимость  $Z_\Sigma(\Delta t_{\text{ВТД}})$  и по ней определяют минимальное значение суммарных затрат  $Z_\Sigma^{\text{min}}$  и оптимальное значение времени  $\Delta t_{\text{ВТД}}^o$ .



1 — удельные затраты на проведение ВТД; 2 — удельные затраты на шурфовки; 3 — удельные затраты на ремонт линейного участка МГ; 4 — удельные затраты на ликвидацию последствий возможных аварий; 5 — суммарное значение удельных затрат

Рисунок 4 — Зависимости удельных затрат от времени эксплуатации до проведения следующей ВТД

6.14 При отсутствии ограничения на количество заменяемых труб  $n_T$  минимизацию затрат осуществляют как по  $n_T$ , так и по  $\Delta t_{ВТД}$ . Для этого варьируют значение  $\Delta t_{ВТД}$  в диапазоне от 1 года до 5 лет. Для каждого значения  $\Delta t_{ВТД}$  рассчитывают оптимальное значение заменяемых труб  $n_T^o(\Delta t_{ВТД})$  по формуле

$$n_T^o(\Delta t_{ВТД}) = n(\Delta t_{ВТД}) \cdot \left( \frac{3_o^1}{S_T^1 - S_{ш}^1} \cdot \exp(-K_1) \right)^{\frac{1}{K_1 \cdot \gamma(\Delta t_{ВТД})}}, \quad (6.13)$$

где  $n(\Delta t_{ВТД})$  — прогнозируемое количество труб с коррозионными дефектами через  $\Delta t_{ВТД}$  лет, штук, рассчитанное с учетом пунктов 6.3–6.8;

$3_o^1$  — средние затраты на ликвидацию одного отказа на линейном участке МГ, млн руб.;

$S_T^1$  — стоимость замены одной трубы, млн руб.;

$S_{ш}^1$  — стоимость проведения одной шурфовки, млн руб.;

$K_1$  — коэффициент, равный 11,52;

$\gamma(\Delta t_{ВТД})$  — прогнозируемое значение параметра закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов через  $\Delta t_{ВТД}$  лет, рассчитанное с учетом пунктов 6.3–6.8.

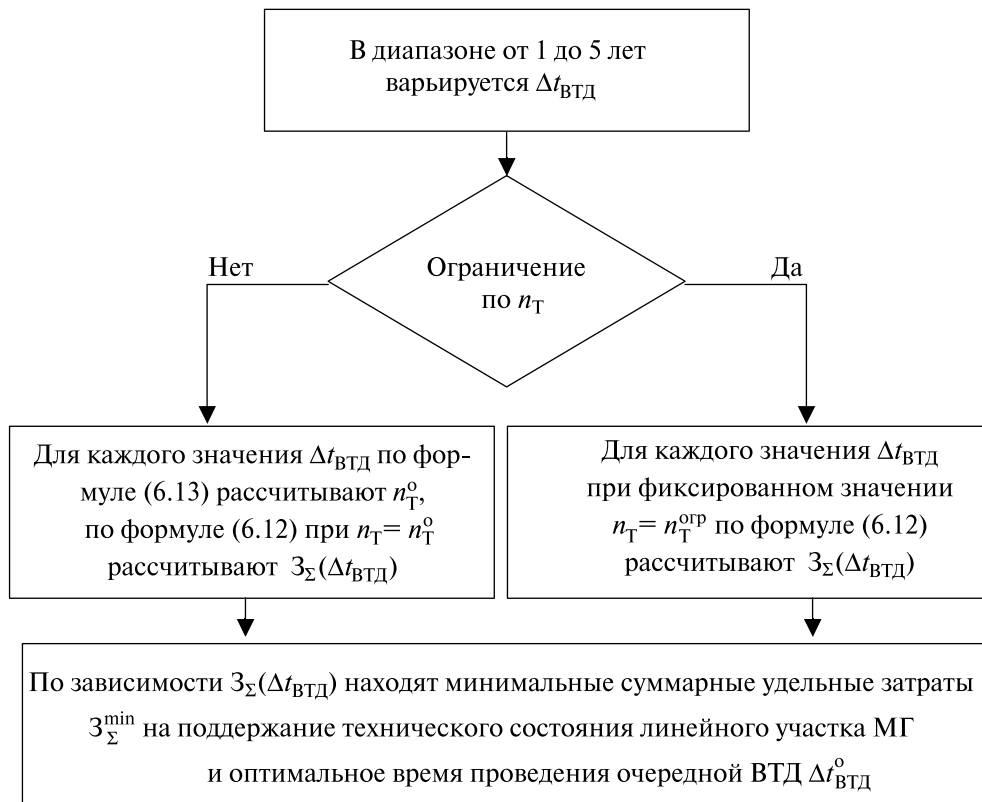


Рисунок 5 – Схема алгоритма поиска минимума удельных затрат на поддержание работоспособности линейного участка МГ

По выражению (6.12) рассчитывают и значение суммарных затрат, и строят зависимость  $З_{\Sigma}(\Delta t_{\text{ВТД}})$ , и по ней определяют минимальное значение суммарных затрат и оптимальное значение времени  $\Delta t_{\text{ВТД}}^o$ .

**Примечание** – Пример расчета оптимальных значений количества заменяемых на линейном участке МГ труб  $n_r^o$  и интервала времени до проведения следующей ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}^o$  приведен в приложении Б.

## 7 Расчетный метод определения рекомендуемого срока эксплуатации участка магистрального газопровода до вывода в капитальный ремонт с учетом затрат на эксплуатацию (включая диагностику и ремонт)

7.1 Рекомендуемый срок эксплуатации линейного участка МГ до вывода в капитальный ремонт  $T_3^{\text{кп}}$  (комплексный капитальный ремонт или капитальный ремонт методом переизоляции) определяют как интервал времени (отсчитывают с момента проведения на участке последней ВТД), за который прогнозируемые суммарные затраты на поддержание его технического

состояния (диагностика, выборочный ремонт, ликвидация последствий возможных отказов) превысят затраты на его капитальный ремонт.

7.2 Рекомендуемый срок эксплуатации линейного участка МГ до вывода в капитальный ремонт методом переизоляции  $T_{\text{э}}^{\text{кп}}$ , лет, определяют по формуле

$$T_{\text{э}}^{\text{кп}} = \frac{Z_{\text{ни}}^1}{K_3 \cdot Z_{\Sigma}^{\text{мин}}}, \quad (7.1)$$

где  $Z_{\text{ни}}^1$  — затраты на капитальный ремонт одного километра газопровода (переизоляция с заменой 25 % труб), млн руб. на 1 км, определяемые в соответствии с Временными показателями [1];

$K_3$  — коэффициент запаса (значение выбирают из диапазона от 2 до 4), учитывающий увеличение удельных затрат на поддержание технического состояния линейного участка МГ в процессе дальнейшей эксплуатации, фактор стресс-коррозии, состояние защитного покрытия, срок эксплуатации, региональную значимость МГ, возможность резервирования транспорта газа;

$Z_{\Sigma}^{\text{мин}}$  — минимальные суммарные удельные затраты на эксплуатацию линейного участка МГ, млн руб. в год на 1 км.

7.3 Эксплуатирующие организации используют расчетные значения  $T_{\text{э}}^{\text{кп}}$  для составления плана капитального ремонта линейных участков МГ. В первую очередь в план включают участки с наименьшими значениями рекомендуемого срока эксплуатации до вывода в капитальный ремонт.

**Примечание** — Оптимизацию затрат на поддержание работоспособности линейного участка МГ и расчет рекомендуемого срока его эксплуатации до вывода в капитальный ремонт эксплуатирующая организация выполняет по алгоритмам, предоставляемым ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

**Приложение А**  
(справочное)

**Примеры сводок, обнаруженных при проведении внутритрубной  
дефектоскопии и отремонтированных по ее итогам дефектов**

А.1 В таблицах А.1 и А.2 приведены данные о видах и количестве дефектов, обнаруженных при проведении ВТД на двух участках МГ, а также сведения о видах и объемах проведенного ремонта. В таблицах А.1 и А.2 серым цветом выделены дефекты, которые принято классифицировать как коррозионные дефекты (каверна, коррозия, поперечная канавка, продольная канавка).

Таблица А.1 – Дефекты, обнаруженные при ВТД в 2006 году, и проведенные ремонтные работы на участке МГ Ямбург–Западная граница (1689–1812 км)

| Тип дефекта                         | Выявлено дефектов, штук | Отремонтировано дефектов, штук |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
|-------------------------------------|-------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|--------------------|---------------------|-----------------|----------------|--------|
|                                     |                         | Всего                          | Вид ремонта     |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
|                                     |                         |                                | Вставка катушки | Установка муфты | Переизоляция | Вышлифовка дефекта | Ремонт сварного шва | Заварка дефекта | Замена участка | Прочие |
| Вмятина                             | 155                     | 8                              | 5               |                 | 3            |                    |                     |                 |                |        |
| Дефект проката                      | 448                     |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Дефектный сварной стык (поперечный) | 38                      | 1                              |                 |                 | 1            |                    |                     |                 |                |        |
| Дефектный сварной стык (продольный) | 37                      |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Заварка                             | 66                      | 1                              |                 |                 | 1            |                    |                     |                 |                |        |
| Зашлифовка                          | 24                      |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Каверна                             | 16                      | 1                              |                 |                 |              |                    |                     |                 | 1              |        |
| Коррозия от 15 % до 30 %            | 29                      | 13                             |                 |                 |              |                    |                     |                 | 13             |        |
| Коррозия < 15 %                     | 142                     | 25                             |                 |                 |              |                    |                     |                 | 25             |        |
| Коррозия > 30 %                     | 1                       | 1                              |                 |                 |              |                    |                     |                 | 1              |        |
| Металлургический дефект             | 14                      |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Механическое повреждение            | 21                      |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Поперечная канавка                  | 256                     | 20                             |                 |                 |              |                    |                     |                 | 20             |        |
| Прилегание металлического предмета  | 190                     | 1                              | 1               |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Продольная канавка                  | 106                     | 10                             |                 |                 |              |                    |                     |                 | 9              |        |
| Расслоение                          | 1                       |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Технологический дефект              | 52                      |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Эксцентricность патрона             | 6                       |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Итого                               | 1602                    | 81                             | 6               | 0               | 5            | 0                  | 0                   | 0               | 69             | 0      |



Таблица А.2 – Дефекты, обнаруженные при ВТД в 2006 году, и проведенные ремонтные работы на участке МГ Вуктыл–Ухта-2 (1,5–35 км)

| Тип дефекта                         | Выявлено дефектов, штук | Отремонтировано дефектов, штук |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
|-------------------------------------|-------------------------|--------------------------------|-----------------|-----------------|--------------|--------------------|---------------------|-----------------|----------------|--------|
|                                     |                         | Всего                          | Вид ремонта     |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
|                                     |                         |                                | Вставка катушки | Установка муфты | Переизоляция | Вышлифовка дефекта | Ремонт сварного шва | Заварка дефекта | Замена участка | Прочие |
| Аномалия                            | 1                       |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Дефект проката                      | 33                      | 3                              |                 |                 | 3            |                    |                     |                 |                |        |
| Дефектный сварной стык (поперечный) | 18                      |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Дефектный сварной стык (продольный) | 6                       |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Каверна                             | 116                     | 4                              |                 |                 |              | 1                  |                     |                 | 1              | 2      |
| Коррозия от 15 % до 30 %            | 1342                    | 35                             | 7               |                 |              | 1                  |                     |                 | 27             |        |
| Коррозия < 15 %                     | 2444                    | 47                             | 4               |                 |              |                    |                     |                 | 43             |        |
| Коррозия > 30 %                     | 187                     | 57                             | 6               | 2               | 1            | 6                  |                     | 1               | 40             | 1      |
| Механическое повреждение            | 10                      | 1                              |                 |                 |              |                    |                     |                 |                | 1      |
| Поперечная канавка                  | 772                     | 14                             | 5               |                 |              | 1                  |                     |                 | 8              |        |
| Прилегание металлического предмета  | 4                       |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Продольная канавка                  | 460                     | 30                             | 1               |                 |              | 2                  |                     |                 | 27             |        |
| Расслоение                          | 1                       |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Технологический дефект              | 13                      |                                |                 |                 |              |                    |                     |                 |                |        |
| Итого                               | 5407                    | 191                            | 23              | 2               | 4            | 11                 | 0                   | 1               | 146            | 4      |

А.2 Приведенные данные показывают, что более 90 % устраненных по итогам ВТД дефектов относятся к коррозионным дефектам и основным видом их ремонта является вырезка дефектов (вставка катушки или замена трубы).

## Приложение Б

(рекомендуемое)

### Пример определения минимальных суммарных затрат, оптимального количества заменяемых труб и рекомендуемого срока эксплуатации участка магистрального газопровода до вывода в капитальный ремонт

Б.1 На рисунках Б.1 и Б.2 приведены результаты минимизации суммарных удельных затрат по количеству отремонтированных труб на межкрановых участках МГ Ухта–Торжок-2 (843–879 и 894–920 км, далее участок № 1 и № 2) и расчет срока их эксплуатации до вывода участков в капитальный ремонт с полной переизоляцией. При проведении расчетов были приняты следующие ориентировочные значения затрат:

- средние затраты на ликвидацию последствий одного отказа на участке МГ диаметром 1420 мм приняты равными 150 млн руб.;
- затраты на проведение ВТД на одном километре участка МГ диаметром 1420 мм составляют 0,1 млн руб.;
- затраты на замену одной трубы диаметром 1420 мм при проведении ремонтных работ составляют 0,6 млн руб.;
- затраты на одну шурфовку на газопроводе диаметром 1420 мм составляют 0,2 млн руб.;
- затраты на переизоляцию одного километра газопровода диаметром 1420 мм с частичной заменой труб (25 %) приняты равными 25 млн руб.

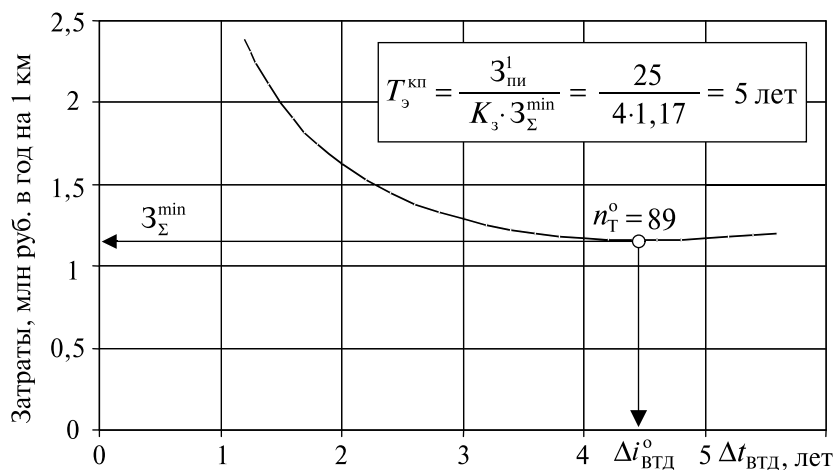


Рисунок Б.1 — Минимизация суммарных удельных затрат по количеству отремонтированных труб на участке № 1

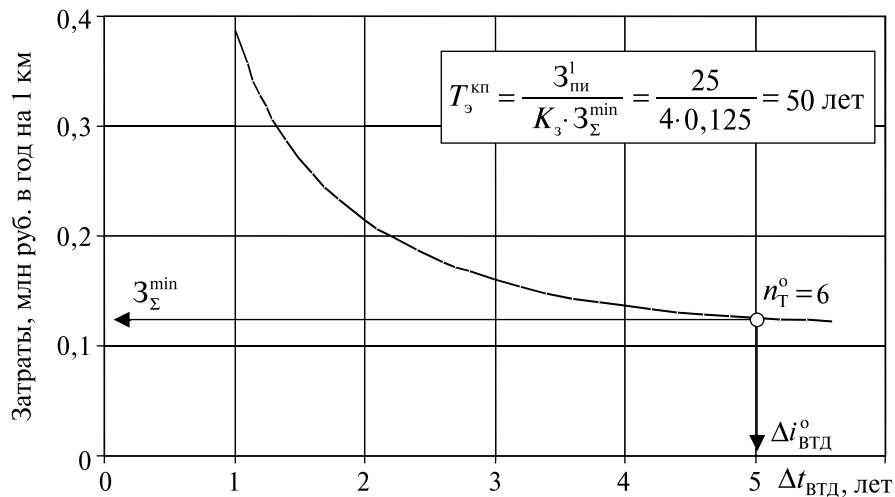


Рисунок Б.2 – Минимизация суммарных удельных затрат по количеству отремонтированных труб на участке № 2

Б.2 При проведении ВТД в 2006 году на рассматриваемых участках было обнаружено следующее количество дефектных труб с коррозионными дефектами, ранг опасности которых больше или равен 0,25 и больше или равен 0,4. На участке №1:  $m_{0,25} = 263$  штук,  $m_{0,4} = 99$  штук; на участке №2:  $m_{0,25} = 35$  штук,  $m_{0,4} = 6$  штук.

В соответствии с выражениями (5.4) и (5.5) рассчитывают параметр распределения ранга опасности дефектов на момент проведения ВТД (на участке №1  $\gamma = 0,153$ ; на участке №2  $\gamma = 0,085$ ) и общее количество труб с коррозионными дефектами (на участке №1  $n = 1340$  штук; на участке №2  $n = 666$  штук). Время эксплуатации участков на момент проведения ВТД составляло для участка №1  $t_{\text{ВТД}} = 34$  года; для участка №2  $t_{\text{ВТД}} = 30$  лет. Скорости изменения параметров распределения в соответствии с выражениями (6.5) и (6.6) равны  $V_\gamma = 0,0042$  1/год и  $V_n = 37$  штук/год для участка №1 и  $V_\gamma = 0,0028$  1/год и  $V_n = 22$  штук/год для участка №2.

Б.3 В таблице Б.1 приведены параметрические расчеты затрат при варьировании значения  $\Delta t_{\text{ВТД}}$  для участка №1 МГ Ухта–Торжок-2.

Таблица Б.1 – Пример расчета затрат на диагностическое обследование и поддержание работоспособного состояния на участке № 1 магистрального газопровода Ухта–Торжок-2

| $n_T^o$ ,<br>формула (6.13) | $\Delta t_{вгд}$ | $З_{ш}(\Delta t_{вгд}, n_T)$ ,<br>формулы (5.3)<br>и (6.1) | $З_{о}(\Delta t_{вгд}, n_T)$ ,<br>формула (6.11) | $З_{р}(\Delta t_{вгд}, n_T)$ ,<br>формула (5.2) | $З_{вгд}(\Delta t_{вгд})$ ,<br>формула (5.1) | $З_{\Sigma}(\Delta t_{вгд}, n_T)$ ,<br>формула (6.12) |
|-----------------------------|------------------|--|--|---|--|---|
| 62,7                        | 1                | 0,117  | 1,124  | 1,447   | 0,100  | 2,788   |
| 64,1                        | 1,2              | 0,131  | 0,947  | 1,233   | 0,083  | 2,394   |
| 65,5                        | 1,4              | 0,143  | 0,821  | 1,080   | 0,071  | 2,116   |
| 67,0                        | 1,6              | 0,155  | 0,727  | 0,966   | 0,063  | 1,910   |
| 68,4                        | 1,8              | 0,167  | 0,653  | 0,877   | 0,056  | 1,753   |
| 69,9                        | 2                | 0,180  | 0,594  | 0,807   | 0,050  | 1,631   |
| 71,4                        | 2,2              | 0,192  | 0,546  | 0,749   | 0,045  | 1,533   |
| 72,9                        | 2,4              | 0,205  | 0,506  | 0,701   | 0,042  | 1,454   |
| 74,4                        | 2,6              | 0,219  | 0,472  | 0,661   | 0,038  | 1,390   |
| 76,0                        | 2,8              | 0,233  | 0,443  | 0,626   | 0,036  | 1,338   |
| 77,5                        | 3                | 0,248  | 0,418  | 0,596   | 0,033  | 1,296   |
| 79,1                        | 3,2              | 0,264  | 0,396  | 0,571   | 0,031  | 1,262   |
| 80,7                        | 3,4              | 0,281  | 0,377  | 0,548   | 0,029  | 1,235   |
| 82,3                        | 3,6              | 0,299  | 0,359  | 0,528   | 0,028  | 1,213   |
| 84,0                        | 3,8              | 0,317  | 0,344  | 0,510   | 0,026  | 1,197   |
| 85,6                        | 4                | 0,337  | 0,330  | 0,494   | 0,025  | 1,186   |
| 87,3                        | 4,2              | 0,358  | 0,317  | 0,480   | 0,024  | 1,179   |
| 89,0                        | 4,4              | 0,380  | 0,306  | 0,467   | 0,023  | 1,176   |
| 90,7                        | 4,6              | 0,404  | 0,296  | 0,455   | 0,022  | 1,176   |
| 92,4                        | 4,8              | 0,429  | 0,286  | 0,444   | 0,021  | 1,180   |
| 94,1                        | 5                | 0,455  | 0,277  | 0,435   | 0,020  | 1,187   |
| 95,9                        | 5,2              | 0,484  | 0,269  | 0,426   | 0,019  | 1,198   |
| 97,7                        | 5,4              | 0,514  | 0,262  | 0,417   | 0,019  | 1,211   |
| 99,5                        | 5,6              | 0,546  | 0,255  | 0,410   | 0,018  | 1,228   |
|                             |                  |  |  |   |  | $З_{\Sigma}^{\min} = 1,176$                           |
|                             |                  |  |  |   |  | $T_9^{\text{кп}} = 5,316$                             |

## **Библиография**

- [1] Временные показатели стоимости работ по капитальному ремонту магистральных газопроводов в транспорте газа (Ду 700—1400) методом переизоляции в ценах на 01.03.2007 г. (утверждены ОАО «Газпром» 18.05.2007 г.)

ОКС 23.040.01

Ключевые слова: оптимизация, диагностическое обследование, работоспособное состояние, линейная часть, магистральный газопровод

---