

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ПРАВИЛА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
ВНУТРИТРУБНОЙ ИНСПЕКЦИИ**

СТО Газпром 2-2.3-292-2009

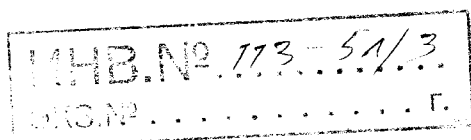
Издание официальное

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 2009



Предисловие

- | | |
|------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 РАЗРАБОТАН | Обществом с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных
газов и газовых технологий — Газпром ВНИИГАЗ» |
| 2 ВНЕСЕН | Управлением по транспортировке газа и газового
конденсата Департамента по транспортировке,
подземному хранению и использованию газа
ОАО «Газпром» |
| 3 УТВЕРЖДЕН
И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ | распоряжением ОАО «Газпром»
от 23 декабря 2008 г. № 518 |
| 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ | |

© ОАО «Газпром», 2009
© Разработка ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2008
© Оформление ООО «Газпром экспо», 2009

*Распространение настоящего стандарта 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 Общие положения	3
5 Критерий оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции	3
6 Оценка рангов опасности дефектов	11
6.1 Ранг опасности дефектов потери металла	11
6.2 Ранг опасности трещиноподобных дефектов	12
6.3 Ранг опасности разрушения трубы при наличии овализации ее сечения	13
6.4 Ранг опасности дефектов типа гофр и вмятин	13
6.5 Ранг опасности дефектов сварного соединения	14
6.6 Ранг опасности разрушения трубы по напряженно-деформированному состоянию	14
7 Критерий комплексной оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов	14
8 Процедура принятия решений по определению технического состояния линейной части магистральных газопроводов	19
9 Прогнозирование технического состояния линейной части магистральных газопроводов	21
Приложение А (справочное) Показатели технического состояния трубопроводной арматуры	25
Библиография	26

Введение

Настоящий стандарт разработан в рамках Программы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ОАО «Газпром» на 2006 г., утвержденной Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером 10.02.2005 № 01-26, и Перечня приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2006—2010 гг., утвержденного Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером (от 11.10.2005 № 01-106): 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».

Целью разработки настоящего стандарта явилась необходимость установления критериев и процедуры определения технического состояния линейной части магистральных газопроводов по результатам внутритрубной дефектоскопии (ВТД).

Использование результатов оценки технического состояния является необходимым при выполнении экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов и планировании диагностических и ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов.

Настоящий стандарт разработан на основе и в развитие СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами» и Р Газпром «Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС», предназначенных для оценки степени опасности коррозии металла стенки трубы, гофр и вмятин, овализации сечения трубы и других дефектов. В стандарте для определения приоритетов ремонта и определения мероприятий по поддержанию работоспособного состояния линейных участков газопроводов разработана количественная оценка их технического состояния в целом с учетом различных типов дефектов и степени их опасности.

Стандарт разработан коллективом авторов: И.И. Губанком, В.В. Салюковым, Е.М. Вышемирским, М.Ю. Митрохиным, А.В. Молокановым, Н.И. Булычевым, А.В. Шипиловым, В.В. Харионовским, В.И. Городниченко, В.Е. Грязиным, М.В. Чубуновым, М.А. Широковым, И.В. Халуевой.

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**ПРАВИЛА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВНУТРИТРУБНОЙ ИНСПЕКЦИИ**

Дата введения — 2009-09-30

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на магистральные газопроводы (далее также газопровод) ОАО «Газпром» диаметром до 1420 мм включительно с избыточным давлением до 9,8 МПа.

1.2 Настоящий стандарт регламентирует процедуру определения технического состояния линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) по результатам внутритрубной инспекции (далее также ВТД).

1.3 Настоящий стандарт устанавливает критерии оценки технического состояния линейных участков МГ по результатам ВТД и комплексного обследования.

1.4 Настоящий стандарт в зависимости от показателей технического состояния линейных участков МГ определяет очередность вывода их в ремонт и вид ремонтных работ.

1.5 Требования настоящего стандарта являются обязательными для структурных подразделений, дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром» при определении технического состояния магистральных газопроводов по результатам ВТД.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:
ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения
СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.3-112-2007 Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами

Примечание — При пользовании настоящим стандартом 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 настоящим стандартом 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 настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 27.002, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 Эксплуатирующая организация: Юридическое лицо, осуществляющее эксплуатацию газовых объектов ОАО «Газпром».

3.2 техническое диагностирование: Процесс определения технического состояния ЛЧ МГ (линейного участка МГ) с определенной точностью, результатом которого является заключение о техническом состоянии объекта технического диагностирования с указанием при необходимости места, вида, размеров и причины дефекта (дефектов).

3.3 показатель технического состояния магистрального газопровода: Величина, характеризующая техническое состояние магистрального газопровода или его участка, определяемая по результатам внутритрубной дефектоскопии.

3.4 комплексный показатель технического состояния магистрального газопровода: Величина, характеризующая техническое состояние магистрального газопровода или его участка, которая определяется по результатам ВТД, электрометрических обследований, технического диагностирования в шурфах и других обследований технического состояния.

3.5 поврежденность магистрального газопровода: Величина, количественно характеризующая отклонение технического состояния магистрального газопровода или его участка от исправного при сохранении работоспособного состояния.

3.6 предельное состояние магистрального газопровода: Состояние магистрального газопровода, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

[ГОСТ 27.002-89, пункт 2.5]

3.7 ранг опасности дефекта: Величина, характеризующая степень опасности обнаруженных дефектов и действующих напряжений.

3.8 ранжирование магистрального газопровода по техническому состоянию: Процедура определения количественных значений показателей технического состояния магистрального газопровода и построение в зависимости от величин показателей соответствующего ряда.

3.9 отнулевой цикл: Цикл изменения нагрузки от нулевого значения до максимального и вновь до нулевого значения.

3.10 эксплуатационный режим нагружения газопровода: Последовательность экстремумов нагрузок, отражающая переменное нагружение газопровода в течение одного года эксплуатации.

3.11 эквивалентный режим нагружения газопровода: Отнулевой цикл, эквивалентный по поврежденности эксплуатационному режиму нагружения или типизированному эксплуатационному режиму нагружения газопровода.

3.12 типизированный эксплуатационный режим нагружения газопровода: Отнулевые циклы с размахом давления от нуля до рабочего, отражающие типовую поврежденность газопровода от действия переменных нагрузок за год эксплуатации.

4 Общие положения

4.1 Определение технического состояния ЛЧ МГ (линейных участков МГ) Эксплуатирующие организации выполняют после проведения внутритрубной дефектоскопии и уточняют по результатам приборного контроля и ремонтных работ.

Примечание — В качестве линейного участка МГ, как правило, рассматривают часть МГ, расположенную в зоне ответственности одного линейного производственного управления между линейными кранами, перемычками, камерами приема-запуска очистных поршней и др., которая характеризуется примерно одинаковыми геометрическими параметрами, свойствами материала, условиями эксплуатации и интенсивностью внешних воздействий.

4.2 Техническое состояние линейных участков МГ по результатам технического диагностирования определяют с целью:

- ранжирования линейных участков МГ по техническому состоянию;
- планирования видов и объемов ремонтных работ на линейных участках МГ;
- обоснования решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации (допустимых режимах работы, сроках проведения технического диагностирования);
- прогнозирования технического состояния газопроводов.

5 Критерий оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции

5.1 Критерием оценки технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД является показатель технического состояния, характеризующий поврежденность линейного участка МГ от обнаруженных дефектов, напряжений и переменных нагрузок. Определение показателя технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД проводят в соответствии со структурной схемой, представленной на рисунке 1. Показатель технического состояния линейного участка МГ определяют по

показателям технического состояния труб, соединительных деталей и сварных соединений. Показатели технического состояния труб, соединительных деталей и сварных соединений отражают отдельные составляющие технического состояния (стресс-коррозионное состояние, коррозионное состояние и т.д.).

5.2 Показатель технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД $P_{ВТД}$ вычисляют по формуле

$$P_{ВТД} = 1 - (1 - p_t) \cdot (1 - v_{ш} \cdot p_{ш}) \cdot (1 - d_{\sigma}) \cdot (1 - d_f^2), \quad (5.1)$$

где p_t — показатель технического состояния труб и соединительных деталей;
 $p_{ш}$ — показатель технического состояния сварных соединений;
 d_{σ} — поврежденность линейного участка МГ от повышенного уровня напряжений;
 d_f — поврежденность линейного участка МГ от переменных нагрузок;
 $v_{ш}$ — весовой коэффициент, равный 0,5.

Примечание — Для газопроводов со сроком эксплуатации менее 40 лет величина d_f практически не влияет на показатель технического состояния $P_{ВТД}$ (например, для линейных участков газопроводов Ухта—Торжок II, Уренгой—Центр I и Уренгой—Центр II Северного коридора, эксплуатирувавшихся 20—34 года, доля величины d_f в показателе технического состояния $P_{ВТД}$, определенного по результатам ВТД 2004—2008 гг., не превышает 2 %. Весовой коэффициент $v_{ш}$ учитывает тот факт, что результаты ВТД не позволяют однозначно оценить степень опасности дефектов сварных соединений.

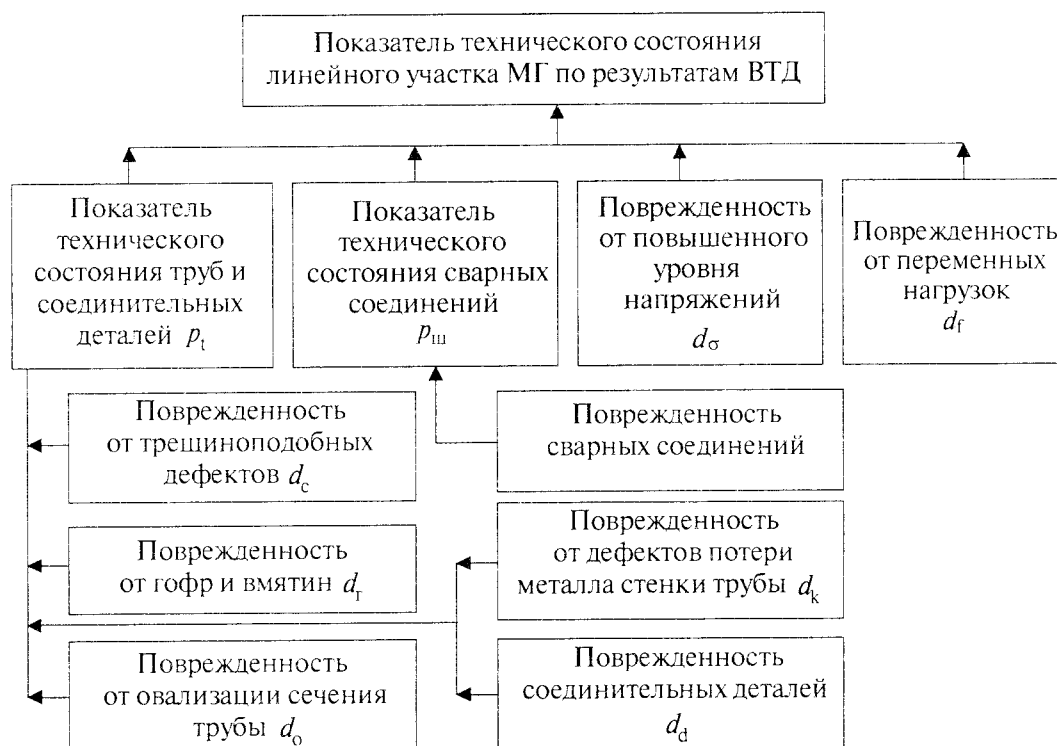


Рисунок 1 — Структурная схема определения показателя технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД

5.2.1 Показатель технического состояния труб и соединительных деталей вычисляют по формуле

$$p_t = 1 - (1 - d_c) \cdot (1 - d_k) \cdot (1 - d_o) \cdot (1 - d_r) \cdot (1 - d_d), \quad (5.2)$$

где d_c — поврежденность линейного участка МГ от трещиноподобных дефектов, включая стресс-коррозионные трещины;

d_k — поврежденность линейного участка МГ от дефектов потери металла стенки трубы (коррозии);

d_o — поврежденность линейного участка МГ при наличии овализации сечения труб;

d_r — поврежденность линейного участка МГ, связанная с наличием на трубах дефектов типа гофр и вмятин;

d_d — поврежденность соединительных деталей линейного участка МГ.

5.2.1.1 Если при определении поврежденности линейного участка МГ на трубе будет несколько дефектов одного типа или различных типов, то при вычислении показателя технического состояния труб P_t учитывают в соответствии с процедурой, представленной на рисунке 2, только один дефект, дающий максимальную поврежденность, и каждую дефектную трубу учитывают только один раз в одном из значений n_c , n_k , n_r , n_o и n_σ .

5.2.1.2 Поврежденность линейного участка МГ от коррозии d_k вычисляют по формуле

$$d_k = \frac{\sum_{i=1}^{n_k} d_{kt(i)}}{n_{тр}}, \quad (5.3)$$

где n_k — количество труб с дефектами потери металла стенки трубы, отобранных для вычисления показателя технического состояния линейного участка МГ в соответствии с процедурой, представленной на рисунке 2;

$n_{тр}$ — общее количество труб и соединительных деталей линейного участка МГ;

d_{kt} — поврежденность трубы, обусловленная дефектом потери металла стенки трубы, значение которой вычисляют по формуле

$$d_{kt} = R_k, \quad (5.4)$$

где R_k — ранг опасности дефекта потери металла стенки трубы, величину которого определяют по формулам, приведенным в разделе 6.

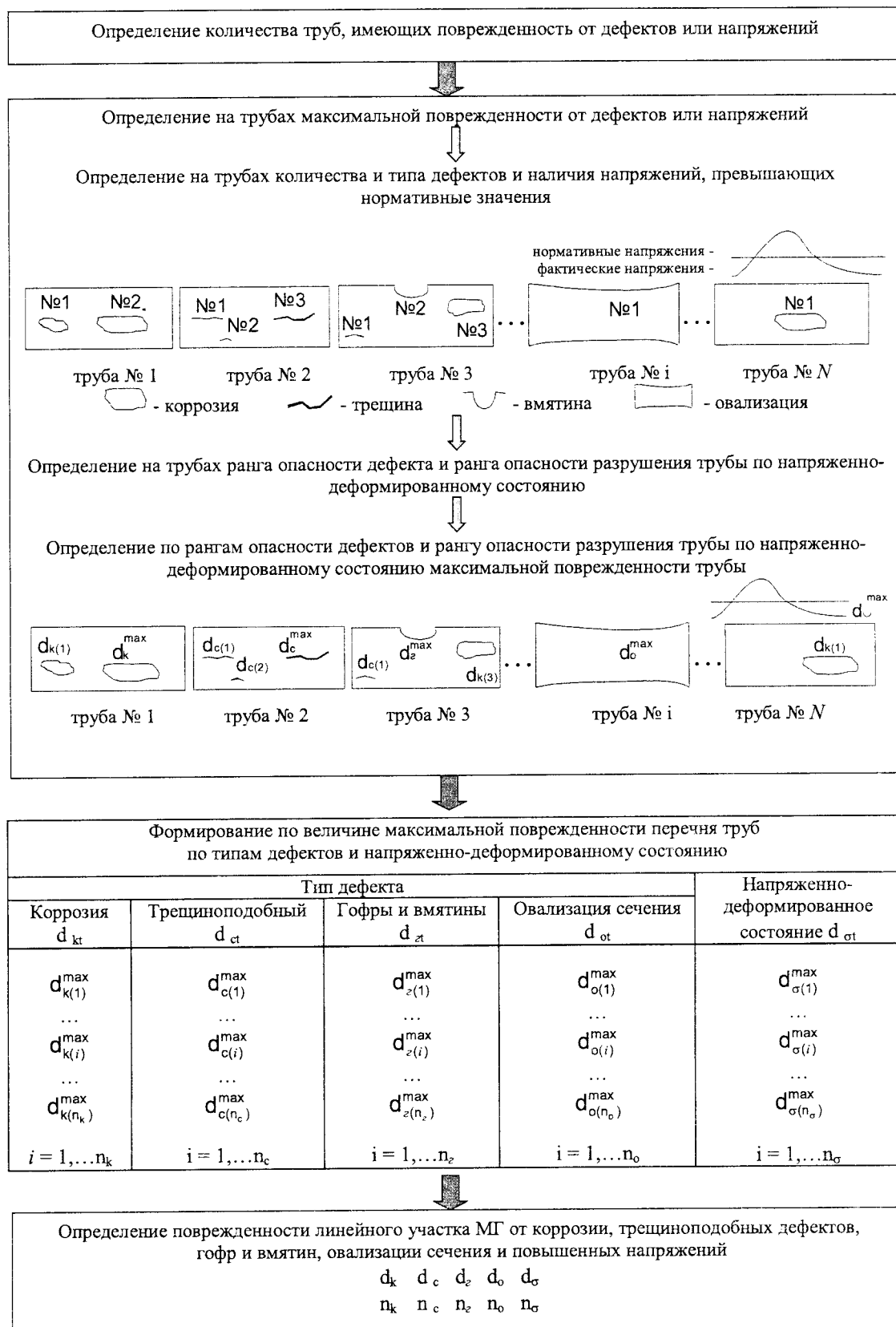


Рисунок 2 – Схема формирования перечня труб по максимальной поврежденности

5.2.1.3 Поврежденность линейного участка МГ d_c , характеризующую наличие трещин, вычисляют по формуле

$$d_c = \frac{\sum_{i=1}^{n_c} d_{ct(i)}}{n_{тр}}, \quad (5.5)$$

где n_c — количество труб с трещиноподобными дефектами, отобранных для вычисления показателя технического состояния линейного участка МГ в соответствии с процедурой, представленной на рисунке 2;

$d_{ct(i)}$ — поврежденность i -й трубы, обусловленная трещиноподобным дефектом. Значение d_{ct} для трещиноподобного дефекта вычисляют по формуле

$$d_{ct} = R_c, \quad (5.6)$$

где R_c — ранг опасности трещиноподобного (стресс-коррозионного) дефекта, величину которого определяют по формулам, представленным в разделе 6.

5.2.1.4 Поврежденность линейного участка МГ при наличии овализации сечения труб вычисляют по формуле

$$d_o = \frac{\sum_{i=1}^{n_o} d_{ot(i)}}{n_{тр}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_o} R_{o(i)}}{n_{тр}}, \quad (5.7)$$

где n_o — количество труб, отобранных для вычисления показателя технического состояния линейного участка МГ в соответствии с процедурой, представленной на рисунке 2;

$d_{ot(i)}$ — поврежденность i -й трубы, обусловленная овализацией сечения, значение которой равно рангу опасности данного дефекта R_o ;

$n_{тр}$ — общее количество труб и соединительных деталей линейного участка МГ;

$R_{o(i)}$ — ранг опасности овализации сечения i -й трубы, величину которого определяют в соответствии с разделом 6.

5.2.1.5 Поврежденность линейного участка МГ, связанную с наличием дефектов типа гофр и вмятин d_r , вычисляют по формуле

$$d_r = \frac{\sum_{i=1}^{n_r} d_{r(i)}}{n_{тр}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_r} R_{r(i)}}{n_{тр}}, \quad (5.8)$$

где n_r — количество труб с дефектами типа гофр и вмятин, отобранных для вычисления показателя технического состояния линейного участка МГ в соответствии с процедурой, представленной в 5.2.1.1 и на рисунке 2;

$d_{г(i)}$ — поврежденность i -й трубы от дефектов типа гофр и вмятин, значение которой равно рангу опасности данного дефекта $R_{г(i)}$;

$n_{тр}$ — общее количество труб и соединительных деталей линейного участка МГ;

$R_{г(i)}$ — ранг опасности i -го дефекта типа гофр и вмятин, величину которого определяют в соответствии с разделом 6.

5.2.1.6 Поврежденность соединительных деталей газопровода d_d вычисляют по формуле

$$d_d = \frac{n_d}{n_{тр}}, \quad (5.9)$$

где n_d — количество соединительных деталей с дефектами, недопустимыми в соответствии с техническими условиями завода-изготовителя.

5.2.2 Показатель технического состояния сварных соединений линейного участка МГ $p_{ш}$ вычисляют по формуле

$$p_{ш} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{ш}} d_{ш(i)}}{n_{тр}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{ш}} R_{ш(i)}}{n_{тр}}, \quad (5.10)$$

где $n_{ш}$ — количество сварных соединений с дефектами;

$d_{ш(i)}$ — поврежденность i -го поперечного сварного соединения, значение которой равно рангу опасности данного дефекта $R_{ш(i)}$;

$n_{тр}$ — общее количество труб и соединительных деталей линейного участка МГ;

$R_{ш(i)}$ — ранг опасности i -го дефекта поперечного сварного соединения, значение которого определяют в соответствии с разделом 6.

5.2.3 Поврежденность линейного участка МГ от повышенного уровня напряжений d_{σ} вычисляют по формуле

$$d_{\sigma} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\sigma}} d_{\sigma(i)}}{n_{тр}} = \frac{\sum_{i=1}^{n_{\sigma}} R_{\sigma(i)}}{n_{тр}}, \quad (5.11)$$

где n_{σ} — количество труб, отобранных для вычисления показателя технического состояния линейного участка МГ в соответствии с процедурой, представленной в 5.2.1.1 и на рисунке 2;

$d_{\sigma(i)}$ — поврежденность i -й трубы от повышенного уровня напряжений, значение которой равно рангу опасности разрушения трубы от повышенного уровня напряжений $R_{\sigma(i)}$;

$n_{тр}$ — общее количество труб и соединительных деталей линейного участка МГ;

$R_{\sigma(i)}$ — ранг опасности разрушения i -й трубы по напряженно-деформированному состоянию, величину которого определяют в соответствии с разделом 6.

5.2.4 Поврежденность линейного участка МГ за время эксплуатации от действия переменных эксплуатационных нагрузок d_f вычисляют по формуле

$$d_f = d_y \cdot t_{\Sigma}, \quad (5.12)$$

где d_y — поврежденность, накопленная линейным участком МГ за год эксплуатации;
 t_{Σ} — время эксплуатации линейного участка МГ, лет.

Примечание — Поврежденность линейного участка МГ от переменных нагрузок d_f в процессе эксплуатации может только возрастать, так как накопление повреждений носит необратимый характер.

5.2.4.1 Поврежденность от действия переменных нагрузок за год эксплуатации линейного участка МГ d_y вычисляют по формуле

$$d_y = \frac{\sigma_{\Sigma}^{m_y}}{10^b}, \quad (5.13)$$

где σ_{Σ} — напряжения эквивалентного отнулевого цикла;
 m_y и b — коэффициенты кривой усталости, значения которых равны соответственно 3,0 и 11,4.

Примечание — Коэффициенты m_y и b получены в результате обобщения экспериментальных исследований характеристик усталости трубопроводных сталей.

5.2.4.2 Для вычисления поврежденности от действия переменных нагрузок за год эксплуатации линейного участка МГ d_y используют типизированный режим нагружения линейного участка МГ внутренним давлением, отражающий переменные нагрузки газопровода. Типизированный режим нагружения состоит из семи отнулевых циклов с максимумом нагрузки, равным рабочему (нормативному) давлению на линейном участке МГ.

5.2.4.3 Значение максимума напряжений эквивалентного отнулевого цикла σ_{Σ} вычисляют по формуле

$$\sigma_{\Sigma} = \frac{\left(c_1 + c_2 \cdot \frac{N_0^{1/m_y} \sigma_i}{\sqrt{1-\mu+\mu^2}} \right)^{1/m_y}}{c_3 + c_4 \cdot \left(\frac{D_H}{\delta} \right)^{1/m_y}}, \quad (5.10)$$

где c_1, c_2, c_3 и c_4 — коэффициенты, имеющие значения: $c_1 = 1,181 \cdot 10^8$, $c_2 = 1,235 \cdot 10^5$, $c_3 = 0,935$, $c_4 = 0,0187$;

σ_i — интенсивность напряжений в стенке трубы;

N_o — количество отнулевых циклов в типизированном режиме нагружения;

μ — безразмерный коэффициент ($\mu = 0,3$ для подземной прокладки линейных участков МГ, $\mu = 0,5$ для надземной прокладки линейных участков МГ);

m_y — коэффициент кривой усталости;

D_n — наружный диаметр трубы, мм;

δ — толщина стенки трубы, мм.

Примечание — Коэффициенты c_1 , c_2 , c_3 и c_4 учитывают влияние масштабного фактора на процесс накопления усталостных повреждений и результаты исследований по аппроксимации зависимости рассеяния усталостных характеристик материалов от уровня действующих напряжений.

5.2.4.4 Величину интенсивности напряжений в стенке трубы σ_i вычисляют по формуле

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц} \cdot \sigma_{пр} + \sigma_{пр}^2}, \quad (5.15)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения;

$\sigma_{пр}$ — продольные осевые напряжения.

Кольцевые напряжения $\sigma_{кц}$ вычисляют по формуле

$$\sigma_{кц} = p \cdot \frac{D_n - 2 \cdot \delta}{2 \cdot \delta}, \quad (5.16)$$

где p — рабочее (нормативное) давление на линейном участке МГ, МПа;

D_n — наружный диаметр трубы, мм;

δ — толщина стенки трубы, мм.

Продольные осевые напряжения $\sigma_{пр}$ вычисляют по формуле

$$\sigma_{пр} = \mu \sigma_{кц} - E \cdot \alpha \cdot \Delta t, \quad (5.17)$$

где μ — безразмерный коэффициент;

$\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения;

E — модуль упругости стали для труб, равный 206000 МПа;

α — коэффициент линейного расширения стали для труб, равный 0,000012 град.⁻¹;

Δt — расчетный температурный перепад, который вычисляют по формуле

$$\Delta t = t - t_y, \quad (5.18)$$

где t — температура эксплуатации трубопровода, °С;

t_y — температура непосредственно после засыпки трубопровода или другого способа фиксации его положения при монтаже, °С.

5.3 С учетом объема планируемых или выполненных после ВТД ремонтных работ показатель технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД $P_{\text{ВТД}}^p$ вычисляют по формуле (5.1), но при этом не рассматривают отремонтированные трубы, соединительные детали и сварные соединения, а также трубы, на которых после ремонта величины напряжений не превышают нормативных значений.

5.4 Показатель технического состояния МГ по известным значениям показателей технического состояния линейных участков вычисляют по формуле

$$P_{\text{МГ}} = \frac{1}{L_{\Sigma}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{ЛУ}}} P_{\text{ВТД}(i)} \cdot L_{\text{ЛУ}(i)}, \quad (5.19)$$

где $N_{\text{ЛУ}}$ — количество линейных участков МГ, обследованных ВТД;

$P_{\text{ВТД}(i)}$ — показатель технического состояния i -го линейного участка;

$L_{\text{ЛУ}(i)}$ — длина i -го участка, км;

L_{Σ} — суммарная длина линейных участков МГ, обследованных ВТД, км.

6 Оценка рангов опасности дефектов

6.1 Ранг опасности дефектов потери металла

6.1.1 Для дефектов потери металла стенки трубы ранг опасности вычисляют по формуле

$$R_k = \frac{\xi}{\xi_p}, \quad (6.1)$$

где ξ — относительная глубина дефекта потери металла;

ξ_p — относительная глубина дефекта потери металла, при которой, по расчетам, происходит разрыв трубы при рабочем (нормативном) давлении.

Если ранг опасности дефектов потери металла стенки трубы больше единицы, то принимают, что R_k равен единице.

Примечание — В группу дефектов потери металла включают дефекты, обозначенные в дефектной ведомости как коррозия, каверна, поперечная и продольная канавка, а также металлургические и технологические дефекты, дефекты проката и механические повреждения, у которых указан эквивалент потери металла.

6.1.2 Величину ξ_p рассчитывают в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112 по формулам

$$\xi_p = \frac{(a-1) \cdot Q}{a-Q}, \quad (6.2)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{l}{\sqrt{D_H \cdot \delta}} \right)^2}, \quad (6.3)$$

$$a = \frac{p \cdot (D_H - \delta)}{2 \cdot \delta \cdot \sigma_B}, \quad (6.4)$$

где a — коэффициент, учитывающий уровень кольцевых напряжений;
 Q — коэффициент, учитывающий длину дефекта потери металла;
 l — длина дефекта потери металла в осевом направлении, мм;
 D_H — наружный диаметр трубы, мм;
 δ — толщина стенки трубы, мм;
 p — рабочее (нормативное) давление на линейном участке МГ, МПа;
 σ_B — временное сопротивление материала, МПа.

6.2 Ранг опасности трещиноподобных дефектов

Ранг опасности трещиноподобных, в том числе стресс-коррозионных дефектов R_c вычисляют по формуле

$$R_c = \frac{\xi^c}{\xi_p^c}, \quad (6.5)$$

где ξ^c — относительная глубина трещиноподобного дефекта (глубина дефекта, отнесенная к толщине стенки трубы);

ξ_p^c — относительная глубина трещиноподобного дефекта, при которой, по расчетам, происходит разрыв трубы при рабочем (нормативном) давлении.

Величину ξ_p^c определяют по формуле

$$\xi_p^c = \frac{-\left(\frac{\sigma_{\kappa\zeta}}{Q \cdot \sigma_B} - 1 - A \right) - \sqrt{\left(\frac{\sigma_{\kappa\zeta}}{Q \cdot \sigma_B} - 1 - A \right)^2 - 4 \cdot A \cdot \left(1 - \frac{\sigma_{\kappa\zeta}}{\sigma_B} \right)}}{2 \cdot A}, \quad (6.6)$$

где $\sigma_{\kappa\zeta}$ — кольцевые напряжения при рабочем (нормативном) давлении, МПа;
 Q — коэффициент, значение которого вычисляют по формуле (6.3), используя в ней в качестве длины дефекта длину трещины;
 σ_B — временное сопротивление материала, МПа;

A — коэффициент, значение которого определяют по формуле

$$A = \frac{\pi \cdot \delta \cdot \sigma_{\text{кц}}^2}{219780 \cdot KCV}, \quad (6.7)$$

где π — коэффициент, равный 3,14;

δ — толщина стенки трубы, мм;

$\sigma_{\text{кц}}$ — кольцевые напряжения, которые вычисляют по формуле (5.16);

KCV — ударная вязкость, Дж/см².

Если ранг опасности трещиноподобных дефектов больше единицы, то принимают, что R_c равен единице.

6.3 Ранг опасности разрушения трубы при наличии овализации ее сечения

Ранг опасности разрушения трубы при наличии овализации ее сечения R_o определяют по формуле

$$R_o = \frac{1}{5} \cdot \theta, \quad (6.8)$$

где θ — овальность трубы в процентах. Величину θ определяют по формуле, приведенной в Рекомендациях [1].

Если ранг опасности разрушения трубы при наличии овализации ее сечения больше единицы, то R_o принимают равным единице.

6.4 Ранг опасности дефектов типа гофр и вмятин

Ранг опасности дефектов типа гофр и вмятин R_r вычисляют по формуле

$$R_r = k_r \cdot \max(\epsilon_{1.0}; \epsilon_{2.0}; w_0^*), \quad (6.9)$$

где k_r — коэффициент ($k_r = 24$ для линейных участков МГ I—II категорий; $k_r = 20$ для линейных участков МГ III—IV категорий);

$\max(\epsilon_{1.0}; \epsilon_{2.0}; w_0^*)$ — максимальное значение из трех величин: $\epsilon_{1.0}$ (остаточная продольная деформация), $\epsilon_{2.0}$ (остаточная кольцевая деформация), w_0^* (относительная глубина (высота) дефектов типа гофр и вмятин), значения которых определяют в соответствии с Рекомендациями [1].

Если ранг опасности дефектов типа гофр и вмятин больше единицы, то принимают, что R_r равен единице.

6.5 Ранг опасности дефектов сварного соединения

Ранг опасности дефектов поперечных сварных соединений линейных участков МГ $R_{\text{ш}}$, обнаруженных при проведении ВТД, в соответствии со степенью дефектности, представленной в Инструкции [2], вычисляют по формуле

$$R_{\text{ш}} = 3,82 \cdot \frac{\sum D_{\text{ш}}}{D_{\text{н}}}, \quad (6.10)$$

где $D_{\text{ш}}$ — суммарная протяженность дефектов в сварном соединении, мм;

$D_{\text{н}}$ — наружный диаметр трубы, мм.

Если ранг опасности дефектов поперечных сварных соединений линейных участков МГ больше единицы, то принимают, что $R_{\text{ш}}$ равен единице.

6.6 Ранг опасности разрушения трубы по напряженно-деформированному состоянию

Ранг опасности разрушения трубы по напряженно-деформированному состоянию R_{σ} определяют по формуле

$$R_{\sigma} = \begin{cases} 0, & \text{при } K \leq 1 \\ 5 \cdot (K - 1), & \text{при } K > 1, \end{cases} \quad (6.11)$$

где K — коэффициент нагруженности, величину которого вычисляют по величине фактических напряжений в соответствии с Рекомендациями [1].

Если ранг опасности разрушения трубы по напряженно-деформированному состоянию больше единицы, то принимают, что R_{σ} равен единице.

7 Критерий комплексной оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов

7.1 Критерием комплексной оценки технического состояния линейного участка МГ является комплексный показатель технического состояния, определяемый по результатам ВТД, электрометрических обследований, технического диагностирования в шурфах и других обследований. Определение комплексного показателя технического состояния линейного участка МГ $P_{\text{к}}$ проводят в соответствии со схемой, представленной на рисунке 3.



Рисунок 3 — Структурная схема определения комплексного показателя технического состояния линейного участка МГ по результатам ВТД и других обследований

Показатель технического состояния ЛЧ МГ по известным значениям комплексных показателей технического состояния линейных участков вычисляют по формуле

$$P_{\text{МГ}} = \frac{1}{L_{\Sigma}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{ЛЧ}}} P_{K(i)} \cdot L_{\text{ЛЧ}(i)}, \quad (7.1)$$

где $N_{\text{ЛЧ}}$ — количество линейных участков МГ;
 $P_{K(i)}$ — комплексный показатель технического состояния i -го линейного участка;
 $L_{\text{ЛЧ}(i)}$ — длина i -го участка, км;
 L_{Σ} — суммарная длина линейных участков МГ, км.

7.2 При определении комплексного показателя технического состояния линейного участка МГ учитывают следующие конструктивные элементы: трубы и соединительные детали, запорно-регулирующую арматуру (ЗРА), сварные соединения, а также состояние защитного покрытия, влияние переменных нагрузок, повышенный уровень напряжений, наличие и степень опасности дефектов.

7.3 Комплексный показатель технического состояния линейного участка МГ P_k вычисляют по формуле

$$P_k = 1 - (1 - p_{tk}) \cdot (1 - v_{ш} \cdot p_{ш} - p_{ш1}) \cdot (1 - d_{\sigma}) \cdot (1 - v_a \cdot p_a) \cdot (1 - v_p \cdot p_p) \cdot (1 - d_f^2), \quad (7.2)$$

где p_{tk} — показатель технического состояния труб и соединительных деталей, используемый при определении комплексного показателя;

$v_{ш}$ — весовой коэффициент, равный 0,5;

$p_{ш}$ — показатель технического состояния сварных соединений, определяемый по результатам ВТД (значение $p_{ш}$ вычисляют по формуле (5.10));

$p_{ш1}$ — показатель технического состояния сварных соединений, определяемый по результатам неразрушающего контроля в шурфах (значение $p_{ш1}$ вычисляют по формуле (5.10));

d_{σ} — поврежденность линейного участка МГ от повышенного уровня напряжений, вычисляемая по формуле (5.11);

v_a — весовой коэффициент, равный 0,1;

p_a — показатель технического состояния трубопроводной арматуры;

v_p — весовой коэффициент, равный 0,3;

p_p — показатель технического состояния защитного покрытия;

d_f — поврежденность линейного участка МГ от переменных нагрузок, вычисляемая по формуле (5.12).

7.3.1 Вычисление показателя технического состояния труб и соединительных деталей производят по формуле

$$p_{tk} = 1 - (1 - d_c) \cdot (1 - d_k) \cdot (1 - d_o) \cdot (1 - d_r) \cdot (1 - d_{эд}), \quad (7.3)$$

где d_c — поврежденность линейного участка МГ от трещиноподобных дефектов, включая стресс-коррозионные трещины;

d_k — поврежденность линейного участка МГ от дефектов потери металла стенки трубы;

d_o — поврежденность линейного участка МГ при наличии овализации его сечения;

d_r — поврежденность линейного участка МГ, связанная с наличием дефектов типа гофр и вмятин;

$d_{эд}$ — поврежденность соединительных деталей с учетом эрозионных дефектов.

Поврежденности d_c , d_k , d_o , d_r вычисляют по формулам, приведенным в разделе 5.

7.3.1.1 Поврежденность соединительных деталей вычисляют по формуле

$$d_{эд} = \frac{n_d}{n_{тр}} + d_э, \quad (7.4)$$

где n_d — количество соединительных деталей с дефектами, недопустимыми в соответствии с техническими условиями завода-изготовителя (за исключением дефектов эрозии);

$n_{тр}$ — общее количество труб и соединительных деталей линейного участка МГ;

$d_э$ — поврежденность соединительных деталей от дефектов эрозии.

7.3.1.2 Поврежденность соединительных деталей от дефектов эрозии $d_э$ вычисляют по формуле

$$d_э = \frac{1}{n_{тр}} \cdot \sum_{i=1}^{n_э} d_{m(i)}, \quad (7.5)$$

где $n_э$ — количество соединительных деталей с эрозионными дефектами;

$d_{m(i)}$ — поврежденность i -й соединительной детали от эрозионного дефекта, значение которой вычисляют по формуле

$$d_m = \frac{\delta_0 - \delta_{и}}{\delta_0 - \delta_{кр}}, \quad (7.6)$$

где δ_0 — начальная толщина стенки трубы, мм;

$\delta_{и}$ — измеренная толщина стенки трубы, мм;

$\delta_{кр}$ — критическое значение толщины стенки трубы, мм.

Измерение толщины стенки трубы и определение критического значения толщины стенки трубы $\delta_{кр}$ проводят в соответствии с Инструкцией [3].

7.3.2 Показатель технического состояния трубопроводной арматуры линейного участка МГ вычисляют по формуле

$$p_a = \frac{1}{n_{ЗРА}} \cdot \sum_{i=1}^{n_{ЗРА}} p_{ЗРА(i)}, \quad (7.7)$$

где $n_{ЗРА}$ — количество трубопроводной арматуры на линейном участке МГ;

$p_{ЗРА(i)}$ — показатель технического состояния i -й трубопроводной арматуры, значение которого вычисляют по формуле

$$p_{ЗРА(i)} = 1 - e^{-\lambda \tau_{э(i)}}, \quad (7.8)$$

где λ — интенсивность отказов трубопроводной арматуры, 1/год;

$\tau_{э(i)}$ — время эксплуатации i -й трубопроводной арматуры, лет.

Примечание — Данные об интенсивности отказов ЗРА отечественного и зарубежного производства, используемых на газопроводах ОАО «Газпром», приведены в приложении А.

7.3.3 Процедуру определения показателя, численно характеризующего дефекты защитного покрытия труб и соединительных деталей, осуществляют в соответствии с ВРД 39-1.10-026-2001 [4] по результатам электрометрических обследований. Значение показателя технического состояния защитного покрытия линейного участка МГ определяют по формуле

$$p_p = \frac{\sum_{i=1}^{n_{ом}} p_{pt(i)}}{n_{тр}}, \quad (7.9)$$

где $n_{ом}$ — количество труб, у которых интегральное сопротивление защитного покрытия меньше 10^4 Ом·м²;

$p_{pt(i)}$ — показатель дефектности защитного покрытия i -й трубы;

$n_{тр}$ — общее количество труб линейного участка МГ.

7.3.4 Показатель дефектности защитного покрытия p_{pt} вычисляют по формуле

$$p_{pt} = 1 - 0,25 \cdot \lg R_n, \quad (7.10)$$

где R_n — минимальное значение интегрального сопротивления защитного покрытия на трубе, Ом·м², определяемое в соответствии с ВРД 39-1.10-026-2001 [4].

Если показатель дефектности защитного покрытия p_{pt} больше единицы, то принимают, что p_{pt} равен единице, а если показатель дефектности защитного покрытия p_{pt} меньше нуля, то принимают, что p_{pt} равен нулю.

7.4 Комплексный показатель технического состояния линейного участка МГ с учетом объема планируемых или выполненных ремонтных работ p_k^p также определяют по формуле (7.2), но при этом не рассматривают отремонтированные трубы, соединительные детали и сварные соединения, а также трубы, на которых после ремонта напряжения не превышают нормативных значений напряжений.

8 Процедура принятия решений по определению технического состояния линейной части магистральных газопроводов

8.1 Процедура принятия решений по определению технического состояния ЛЧ МГ включает количественную оценку показателей технического состояния линейных участков МГ, оценку скорости изменения показателей технического состояния и ранжирование линейных участков МГ по очередности проведения ремонтных работ.

8.2 Оценку скорости изменения показателей технического состояния линейного участка МГ осуществляют в соответствии с моделями, представленными на рисунке 4.

Если на линейном участке МГ ВТД проведена два и более раз, то оценку скорости изменения показателя технического состояния линейного участка МГ V 1/год, осуществляют по формуле

$$V = \frac{P_{\text{ВТД(кр)}} - P_{\text{ВТД(кр-1)}}^p}{\Delta t_{\text{ВТД}}}, \quad (8.1)$$

где $P_{\text{ВТД(кр)}}$ — показатель технического состояния линейного участка МГ, определенный по результатам последней ВТД без учета планируемых (проведенных) по ее итогам ремонтных работ;

$P_{\text{ВТД(кр-1)}}^p$ — показатель технического состояния линейного участка МГ, определенный по результатам предпоследней (кр-1) ВТД с учетом ремонтных работ;

$\Delta t_{\text{ВТД}}$ — количество лет, прошедших между обследованиями.

Примечание — Для оценки скорости изменения комплексного показателя технического состояния линейного участка МГ используют аналогичную формулу, в которой используют значения комплексных показателей технического состояния линейного участка МГ P_k и максимальный интервал времени между соответствующими последними обследованиями.

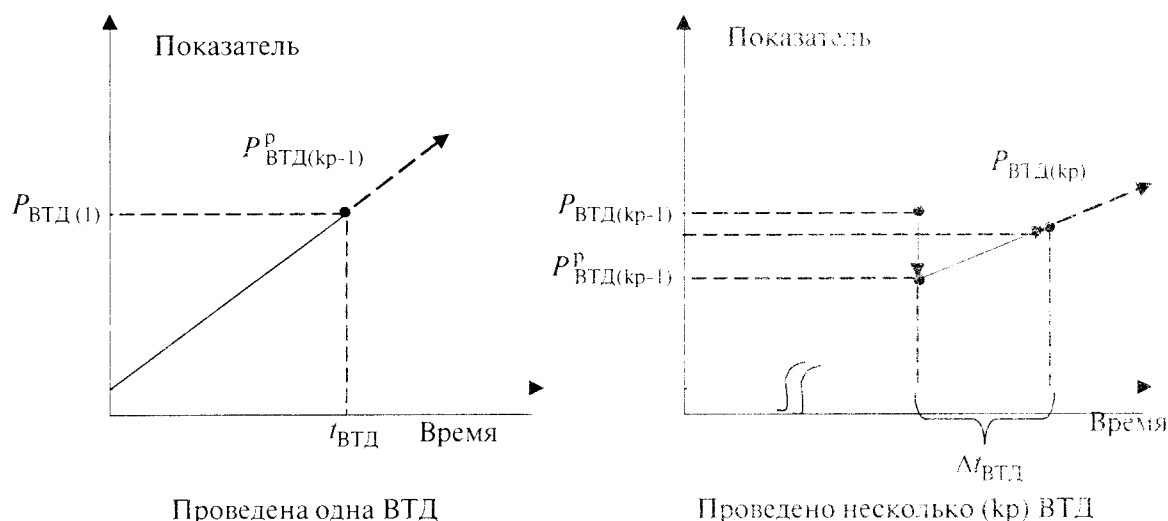


Рисунок 4 — Модели изменения показателя технического состояния линейного участка МГ $P_{\text{ВТД}}$

8.3 Если на линейном участке МГ ВТД проведена впервые, то скорость изменения показателя технического состояния линейного участка МГ за год эксплуатации вычисляют по формуле

$$V = \frac{P_{\text{ВТД}(1)}}{t_{\text{ВТД}}}, \quad (8.2)$$

где $t_{\text{ВТД}}$ — время эксплуатации линейного участка МГ на момент проведения ВТД.

8.4 В зависимости от значения показателя технического состояния линейного участка МГ $P_{\text{ВТД}}$ (или $P_{\text{К}}$) Эксплуатирующей организации рекомендуется в соответствии с таблицей 1 провести следующие мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка МГ.

Таблица 1 — Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка МГ

$P_{\text{ВТД}}$	Оценка технического состояния линейного участка МГ	Оценка технического состояния линейного участка МГ
$P_{\text{ВТД}} \leq 0,03$	ВТД линейного участка МГ проводят через пять лет. Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта, не требующих остановки транспорта газа	Исправное
$0,03 < P_{\text{ВТД}} \leq 0,06$	ВТД линейного участка МГ проводят менее чем через пять лет (интервал времени определяют по СТО Газпром 2-2.3-095). Текущий ремонт	Неисправное работоспособное
$0,06 < P_{\text{ВТД}} \leq 0,3$	Диагностика с применением наружных сканеров дефектоскопов и переизоляция участка с частичной заменой труб	Неработоспособное-ремонтпригодное
$P_{\text{ВТД}} > 0,3$	Вывод линейного участка МГ в капитальный ремонт с полной заменой труб	Предельное
Примечание — В данном случае предельное состояние линейного участка МГ означает нецелесообразность восстановления его работоспособного состояния.		

8.5 Планирование очередности проведения ремонтных работ на линейных участках МГ Эксплуатирующие организации осуществляют с учетом показателя технического состояния $P_{\text{ВТД}}(P_{\text{К}})$ и скорости его изменения за год эксплуатации V .

В первую очередь ремонтные работы планируют на линейных участках МГ с наибольшим значением величины $R_{\text{ВТД}}$ или $R_{\text{К}}$, которые вычисляют по формулам

$$R_{\text{ВТД}} = P_{\text{ВТД}} + C_v, \quad (8.3)$$

$$R_K = P_K + C_v, \quad (8.4)$$

где C_v — произведение скорости изменения показателя технического состояния линейного участка МГ, определяемого по результатам ВТД (или комплексного показателя технического состояния линейного участка МГ), на срок пять лет (максимальный интервал времени между двумя ВТД).

Примечание — Величина C_v учитывает динамику изменения показателя технического состояния и позволяет произвести планирование очередности ремонта для линейных участков МГ с близкими или равными значениями показателей технического состояния.

8.6 При планировании ремонтно-восстановительных работ на линейных участках МГ рекомендуется финансовые средства распределять в соответствии с показателями технического состояния линейных участков МГ.

9 Прогнозирование технического состояния линейной части магистральных газопроводов

9.1 Прогноз технического состояния линейного участка МГ проводят в соответствии с моделями изменения показателя технического состояния $P_{ВТД}$, представленными на рисунках 5–7.

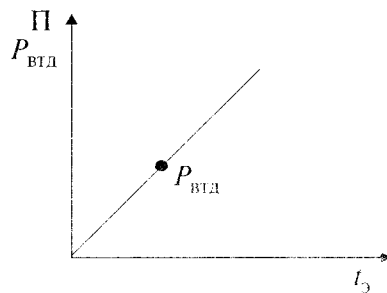


Рисунок 5 — Модель изменения $P_{ВТД}$ линейного участка МГ по результатам одной ВТД

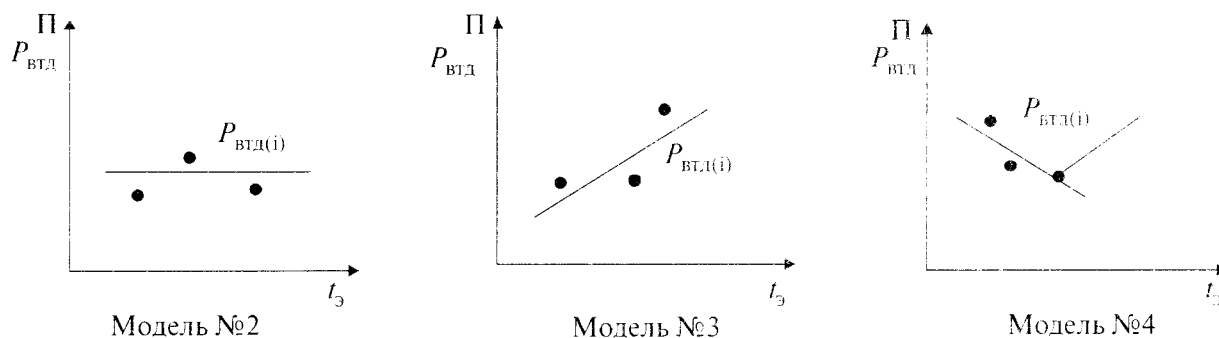
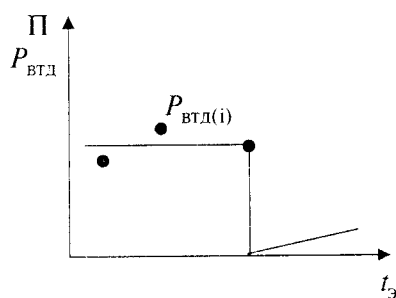


Рисунок 6 — Модели изменения $P_{ВТД}$ линейного участка МГ по результатам нескольких ВТД



Модель №5

Рисунок 7 — Модель изменения $P_{ВТД}$ линейного участка МГ после ремонта методом переизоляции

Примечания

1 Модель № 1 — техническое состояние линейного участка МГ ухудшается пропорционально времени эксплуатации.

2 Модель № 2 — техническое состояние линейного участка МГ не изменяется, то есть объемы ремонта компенсируют накопление поврежденности от образования и роста дефектов в период между ВТД.

3 Модель № 3 — техническое состояние линейного участка МГ ухудшается пропорционально времени эксплуатации, то есть объемы ремонта не компенсируют приращение поврежденности от образования и роста дефектов.

4 Модель № 4 — после проведения последней ВТД техническое состояние линейного участка МГ ухудшается пропорционально времени эксплуатации.

5 Модель № 5 — после проведения ремонтных работ техническое состояние линейного участка МГ ухудшается пропорционально времени эксплуатации.

9.2 Прогноз технического состояния линейного участка МГ по результатам одной ВТД производят по формулам:

- без учета ремонтных работ

$$P_{ВТД}^n = P_{ВТД} + \frac{P_{ВТД}}{t_{ВТД}} \cdot (t_э - t_{ВТД}), \quad (9.1)$$

- с учетом ремонтных работ

$$P_{ВТД}^n = P_{ВТД}^p + \frac{P_{ВТД}}{t_{ВТД}} \cdot (t_э - t_{ВТД}), \quad (9.2)$$

где $P_{ВТД}^n$ — прогнозируемое значение показателя технического состояния линейного участка МГ;

$P_{ВТД}^p$ — показатель технического состояния линейного участка МГ, определяемый с учетом ремонтных работ;

$P_{ВТД}$ — показатель технического состояния линейного участка МГ;

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

t_3 — время эксплуатации линейного участка МГ, лет.

9.3 Прогноз технического состояния линейного участка МГ по результатам нескольких ВТД производят по формуле

$$P_{\text{ВТД}}^n = f + q \cdot t_3, \quad (9.3)$$

где f, q — коэффициенты линейной аппроксимации показателей технического состояния линейного участка МГ;

t_3 — время эксплуатации линейного участка МГ, лет.

Примечание — Если q меньше нуля, то прогноз технического состояния линейного участка МГ осуществляют в соответствии с пунктом 9.2, а в формуле при вычислении показателя технического состояния используют данные для последней ВТД.

9.4 Коэффициенты линейной аппроксимации показателей технического состояния линейного участка МГ f, q определяют по формулам:

$$f = \frac{1}{kp} \cdot \sum_{i=1}^{kp} (P_{\text{ВТД}(i)}) - q \cdot \frac{1}{kp} \cdot \sum_{i=1}^{kp} (t_{\text{ВТД}(i)}), \quad (9.4)$$

$$q = \frac{kp \cdot \sum_{i=1}^{kp} (P_{\text{ВТД}(i)} \cdot t_{\text{ВТД}(i)}) - \sum_{i=1}^{kp} (t_{\text{ВТД}(i)}) \cdot \sum_{i=1}^{kp} (P_{\text{ВТД}(i)})}{kp \cdot \sum_{i=1}^{kp} (t_{\text{ВТД}(i)}^2) - \left(\sum_{i=1}^{kp} (t_{\text{ВТД}(i)}) \right)^2}, \quad (9.5)$$

где kp — количество ВТД, проведенных на линейном участке МГ;

i — номер ВТД ($i=1, kp$);

$P_{\text{ВТД}(i)}$ — показатель технического состояния линейного участка МГ, определенный для i -й ВТД;

$t_{\text{ВТД}(i)}$ — время эксплуатации линейного участка МГ до проведения i -й ВТД.

9.5 Прогноз технического состояния линейного участка МГ после проведения ремонта методом переизоляции проводят по формуле

$$P_{\text{ВТД}}^n = P_{\text{ВТД}}^p + \frac{P_{\text{ВТД}} \cdot (t_3 - t_{\text{ВТД}})}{t_{\text{ВТД}}} \cdot \frac{t_{\text{зап}}}{t_{\text{зап}}^n}, \quad (9.6)$$

где $P_{\text{ВТД}}^p$ — показатель технического состояния линейного участка МГ, определяемый с учетом ремонтных работ;

$P_{\text{ВТД}}$ — показатель технического состояния линейного участка МГ, определенный по результатам последней ВТД;

t_3 — время эксплуатации линейного участка МГ, лет;

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

$t_{\text{Эп}}$ — средний срок службы защитного покрытия труб линейного участка МГ до ремонта, значение которого принимают по таблице 2;

$t_{\text{Эп}}^{\text{Р}}$ — средний срок службы нового защитного покрытия (трассового нанесения) труб линейного участка МГ, значение которого принимают по таблице 2.

Таблица 2 — Средний срок службы защитного покрытия

Тип защитного покрытия	Средний срок службы защитного покрытия, лет
Пленочное, трассового нанесения	10
Битумное, трассового нанесения	18
Полимерно-битумное, трассового нанесения	20
Защитное покрытие заводского нанесения	30

Если на линейном участке МГ ремонтные работы выполнялись методом переизоляции с частичной заменой труб, то прогноз его технического состояния после ремонта осуществляют по формуле

$$P_{\text{ВТД}}^{\text{п}} = P_{\text{ВТД}}^{\text{р}} + \frac{P_{\text{ВТД}} \cdot (t_{\text{Э}} - t_{\text{ВТД}})}{t_{\text{ВТД}}} \cdot \frac{t_{\text{Эп}}}{(s_{\text{с}} \cdot t_{\text{Эп}}^{\text{Р}} + s_{\text{н}} \cdot t_{\text{Эп}}^{\text{РЗ}})}, \quad (9.7)$$

где $s_{\text{с}}, s_{\text{н}}$ — доля старых и новых труб соответственно;

$t_{\text{Эп}}^{\text{Р}}$ — средний срок службы защитного покрытия (полимерно-битумное, трассового нанесения) старых труб, значение которого принимают по таблице 2;

$t_{\text{Эп}}^{\text{РЗ}}$ — средний срок службы защитного покрытия заводского нанесения новых труб, значение которого принимают по таблице 2.

Приложение А

(справочное)

Показатели технического состояния трубопроводной арматуры

А.1 Данные об интенсивности отказов трубопроводной арматуры отечественного и зарубежного производства, используемых на газопроводах ОАО «Газпром» по состоянию на 01.01.2006 г, приведены в таблице А.1.

Таблица А.1

Производитель трубопроводной арматуры	Интенсивность отказов λ
КемеровоХиммаш	0,033
ДзержинскХиммаш	0,028
Алексинский завод ТПА	0,023
Волгограднефтемаш	0,022
УралХиммаш	0,015
ПензтяжпромАрматура	0,040
Ничимен (Япония)	0,008
Грове (Италия)	0,014
Камерон (Франция)	0,033
Кобе Стил (Япония)	0,003
Борзинг (Германия)	0,022
Сигма Дольни Бенешов (Чехия)	0,015
Со Дю Тарн (Франция)	0,064
ЧКД Бланско (Чехия)	0,043

А.2 На рисунке А.1 приведены зависимости показателя технического состояния трубопроводной арматуры различных производителей $p_{ЗРА}$ от времени их эксплуатации.

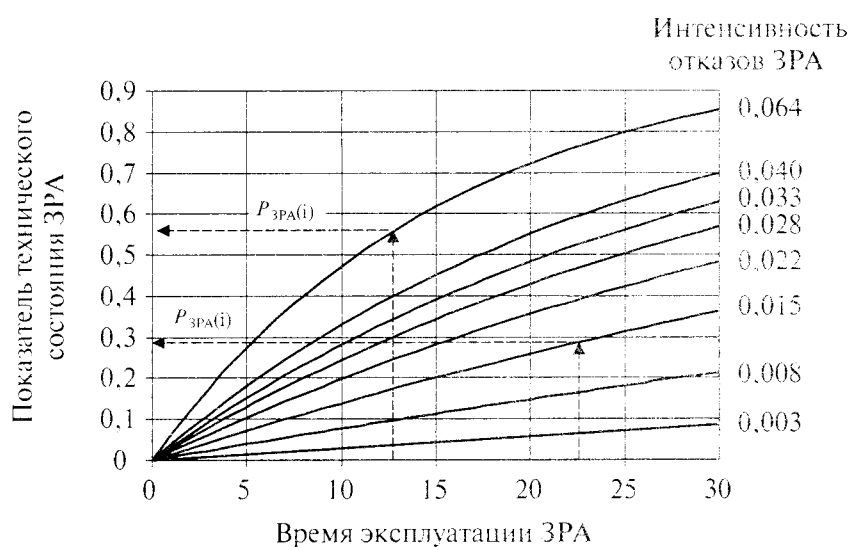


Рисунок А.1 — Зависимости показателя технического состояния трубопроводной арматуры $p_{ЗРА}$ от времени их эксплуатации

Библиография

- [1] Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС (утверждены ОАО «Газпром» 24 ноября 2006 г.)
- [2] Временная инструкция по технологиям ремонта сварными муфтами дефектов труб и сварных соединений газопроводов (утверждена ОАО «Газпром» 04 октября 2005 г.)
- [3] Инструкция по контролю толщин стенок отводов надземных газопроводов, технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов (утверждена ОАО «Газпром» 13 июля 1998 г.)
- [4] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром» ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов

ОКС 23.040.01

Ключевые слова: магистральный газопровод, техническое состояние, показатель технического состояния, внутритрубная дефектоскопия, критерий оценки, поврежденность, ранг опасности, переменные нагрузки, ранжирование

Корректурa *В.М. Осканян*
Компьютерная верстка *В.В. Дряпкина*

Подписано в печать 08.07.2009 г.
Формат 60х84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 158 экз.
Уч.-изд. л. 4,0. Заказ 469.

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»