

# **МЕТОДИКА АНАЛИЗА СОСТОЯНИЯ И ОЦЕНКИ РИСКОВ АВАРИЙ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ**

**Д.А. Скороходов, доктор технических наук, профессор;**

**А.Л. Стариченков, доктор технических наук, доцент.**

**Институт проблем транспорта им. Н.С. Соломенко  
Российской академии наук.**

**А.С. Поляков, доктор технических наук, профессор.**

**Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России**

Представлена методика, позволяющая проводить диагностику с целью оценки аварийности линейных участков магистральных газопроводов. Разработанная методика гарантирует комплексный подход к вопросу оценки технического состояния, назначению безопасного давления и планированию проведения внутритрубной диагностики. Методика ориентирована на использование в автоматизированных системах обработки информации.

*Ключевые слова:* магистральный газопровод, оценка рисков аварий, безопасность, диагностика

## **THE METHOD OF ANALYSIS OF STATUS AND RISK ASSESSMENT OF ACCIDENTS ON THE MAIN GAS PIPELINES LINEAR PART**

D.A. Skorokhodov; A.L. Starichenkov.

Solomenko Institute of transport problems of the Russian academy of sciences.

A.S. Polyakov. Saint-Petersburg university of State fire service of EMERCOM of Russia

We presented the method that allows carrying out diagnostics to assess the accident rate of the main gas pipelines linear parts. Developed method ensures a comprehensive approach to assessing the technical condition, establishing safe pressure and planning of internal diagnostics. The method oriented to use automated information processing systems.

*Keywords:* pipeline, risk assessment accidents, safety, diagnosis

Потребность в методике вызвана необходимостью корректно оценивать техническое состояние, безопасное давление, давление разрушения и время проведения очередной внутритрубной диагностики (ВТД) для линейных участков (ЛУ) магистральных газопроводов (МГ) с любым количеством дефектов различного типа.

При разработке методики анализа состояния и оценки рисков аварий линейной части МГ принято решение не использовать давление разрушения в чистом виде, поскольку его не применяют при решении практических эксплуатационных задач. Вместо него везде используют безопасное давление, расчётное значение которого представляет интерес для служб эксплуатации МГ.

Таким образом, методика анализа состояния и оценки рисков аварий линейной части МГ делится на три основных блока, показанных на рис. 1.

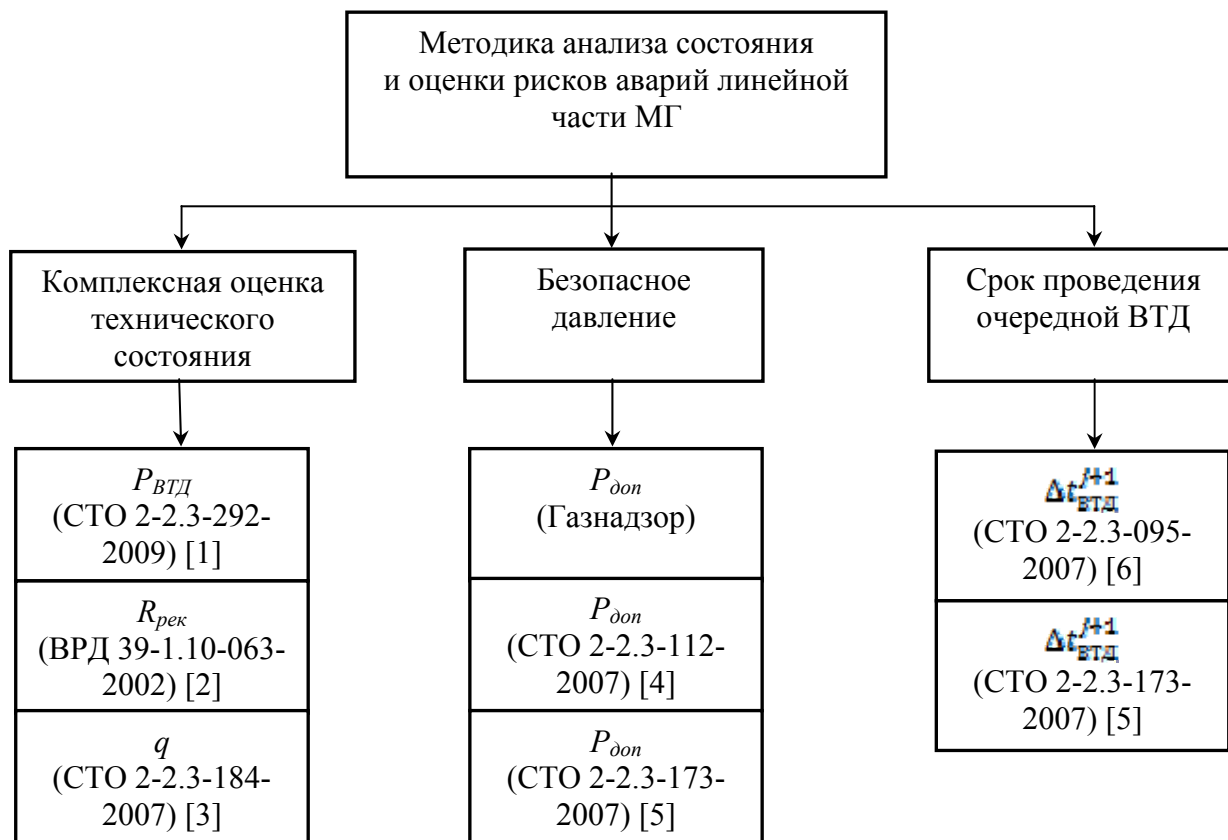


Рис. 1. Методика анализа состояния и оценки рисков аварий линейной части МГ

### Комплексный показатель технического состояния

Комплексную оценку технического состояния ЛУ МГ проводят на основе трёх показателей:

- показателя технического состояния  $P_{ВТД}$ ;
- показателя рекомендуемого решения  $R_{рек}$ ;
- показателя класса безопасности  $q$ .

Показатель технического состояния  $P_{ВТД}$  для всех типов дефектов рассчитывается по алгоритму, блок-схема которого представлена на рис. 2.

Рекомендуемое решение  $R_{рек}$  выбирается по алгоритму, блок-схема которого представлена на рис. 3. Используемые обозначения и условия: **ОБПР** – продолжать эксплуатацию участка газопровода в прежнем режиме без проведения ремонта. Дефект с имеющимися параметрами является неопасным с точки зрения прочности трубопровода, изоляционное покрытие не нарушено и работоспособно; **ОСПР** – продолжать эксплуатацию участка газопровода в прежнем режиме с проведением ремонта; под ремонтом в этом случае подразумевается восстановление формы трубы (с помощью полимерных композиционных материалов в соответствии с ВРД 39-1.10-013-2000 [7]) и ее изоляции в месте дефекта; **УПП** – участок трубы в зоне дефекта следует вырезать при наступлении очередного планового ремонта с остановкой перекачки газа и сварить катушку; **УВП** – участок трубы в зоне дефекта следует удалить немедленно либо в случае невозможности остановки перекачки газа сбросить давление в трубопроводе до безопасного уровня, отложив удаление дефектного участка и сварку катушки до момента плановой остановки работы газопровода, проведя временный ремонт по технологии, указанной в ВРД 39-1.10-013-2000 [7].

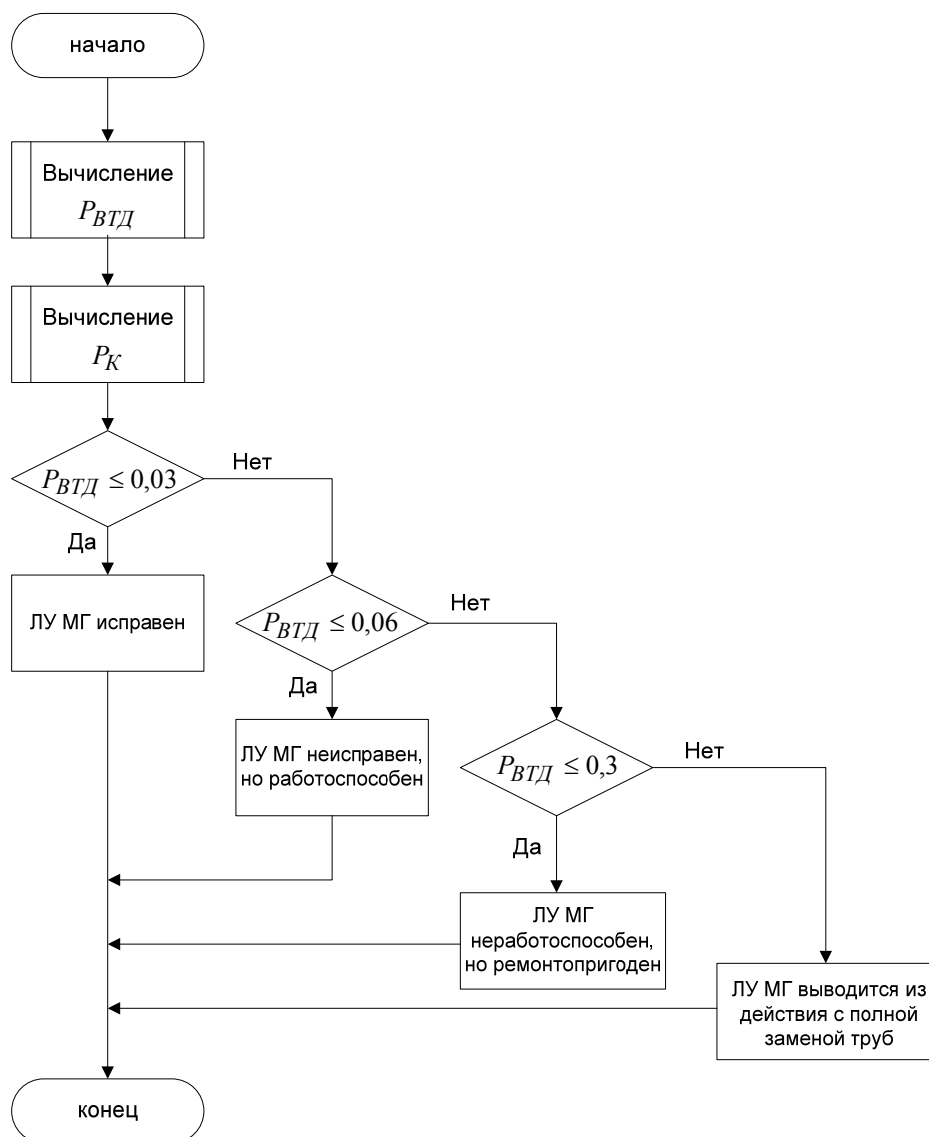


Рис. 2. Блок-схема алгоритма расчета показателя технического состояния

**Условие 1:**

$$D_0 / D_H \leq 0,03 \wedge |\varepsilon_{1,0}| \leq 0,03 \wedge |\varepsilon_{2,0}| \leq 0,02 \wedge \Delta\varepsilon_{1,0} \leq 0,0035 \wedge \Delta\varepsilon_{2,0} \leq 0,0035.$$

**Условие 2:**

$$D_0 / D_H \leq 0,04 \wedge |\varepsilon_{1,0}| \leq 0,043 \wedge |\varepsilon_{2,0}| \leq 0,03 \wedge \Delta\varepsilon_{1,0} \leq 0,0045 \wedge \Delta\varepsilon_{2,0} \leq 0,0045.$$

**Условие 3:**

$$D_0 / D_H \leq 0,05 \wedge |\varepsilon_{1,0}| \leq 0,055 \wedge |\varepsilon_{2,0}| \leq 0,04 \wedge \Delta\varepsilon_{1,0} \leq 0,0055 \wedge \Delta\varepsilon_{2,0} \leq 0,0055.$$

1. Если ЛУ МГ имеет вмятины или гофры, вычисляем необходимые параметры:

- максимальную остаточную продольную деформацию  $|\varepsilon_{1,0}|$ ;
- максимальную остаточную изгибную деформацию  $|\varepsilon_{2,0}|$ ;
- приращение продольных изгибных деформаций  $\Delta\varepsilon_1$ ;
- приращение окружных изгибных деформаций  $\Delta\varepsilon_2$ ;
- отношение диаметров  $D_0$  (начального) и  $D_H$  (нормируемого).

2. Если  $D_0/D_H \leq 0,0300$  и  $|\varepsilon_{1,0}| \leq 0,0300$ , и  $|\varepsilon_{2,0}| \leq 0,0200$ , и  $\Delta\varepsilon_1 \leq 0,0035$ , и  $\Delta\varepsilon_2 \leq 0,0035$ , то выбирается решение ОБПР.

3. Если  $D_0/D_H = 0,0301 \div 0,0400$  и  $|\varepsilon_{1,0}| = 0,0301 \div 0,0430$ , и  $|\varepsilon_{2,0}| = 0,0201 \div 0,0300$ , и  $\Delta\varepsilon_1 = 0,0035 \div 0,0045$ , и  $\Delta\varepsilon_2 = 0,0035 \div 0,0045$ , то выбирается решение ОСПР.

4. Если  $D_0/D_H = 0,0401 \div 0,0500$  и  $|\varepsilon_{1,0}| = 0,0431 \div 0,0550$ , и  $|\varepsilon_{2,0}| = 0,0301 \div 0,0400$ , и  $\Delta\varepsilon_1 = 0,0045 \div 0,0055$ , и  $\Delta\varepsilon_2 = 0,0045 \div 0,0055$ , то выбирается решение УПП.

5. Если  $D_0/D_H > 0,0500$  и  $|\varepsilon_{1,0}| > 0,0550$ , и  $|\varepsilon_{2,0}| > 0,0400$ , и  $\Delta\varepsilon_1 > 0,0055$ , и  $\Delta\varepsilon_2 > 0,0055$ , то выбирается решение УВП.

Показатель класса безопасности  $q$  рассчитывается по алгоритму, блок-схема которого приведена на рис. 4.

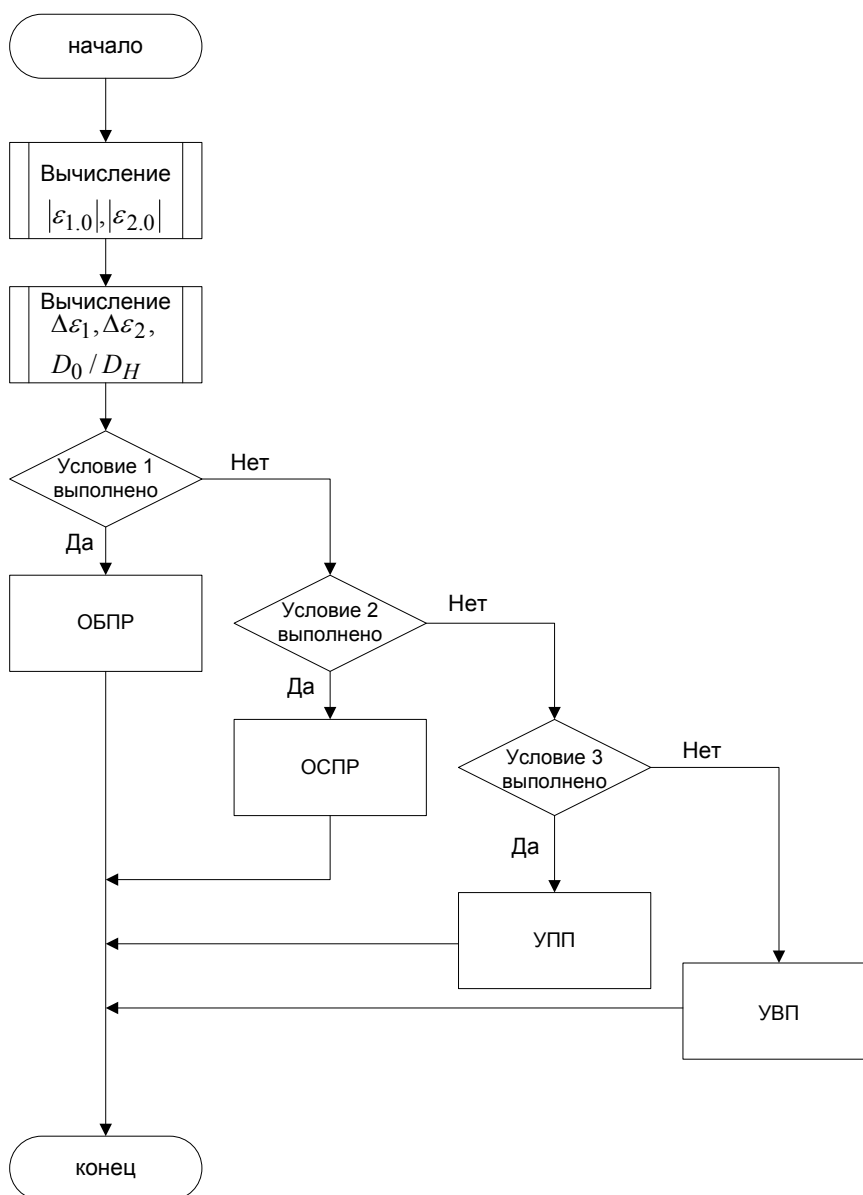


Рис. 3. Блок-схема алгоритма расчета показателя рекомендуемого решения

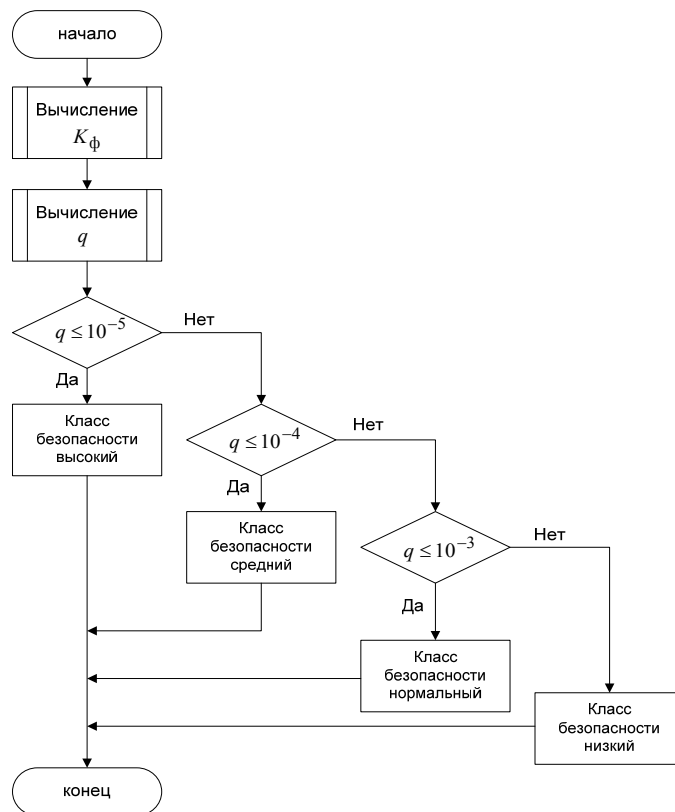


Рис. 4. Блок-схема алгоритма расчета показателя класса безопасности  $q$

### Безопасное давление

Общая блок-схема вычисления безопасного давления приведена на рис. 5. Для вычисления  $P_{доп1}$  используется коэффициент запаса.

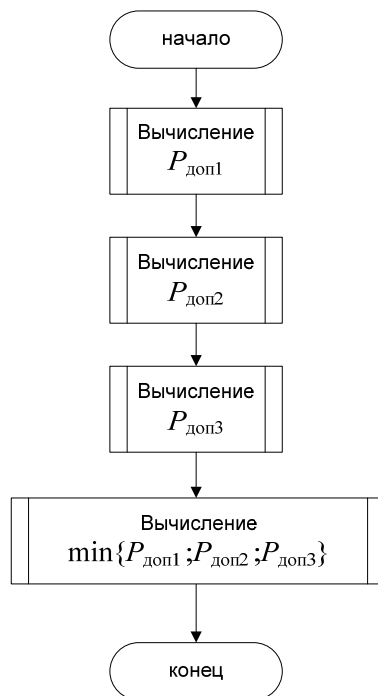


Рис. 5. Блок-схема алгоритма расчета безопасного давления  $P_{доп}$

### Срок проведения очередной ВТД

Общая блок-схема вычисления срока проведения очередной ВТД  $\Delta t_{\text{ВТД}}^{j+1}$  приведена на рис. 6.

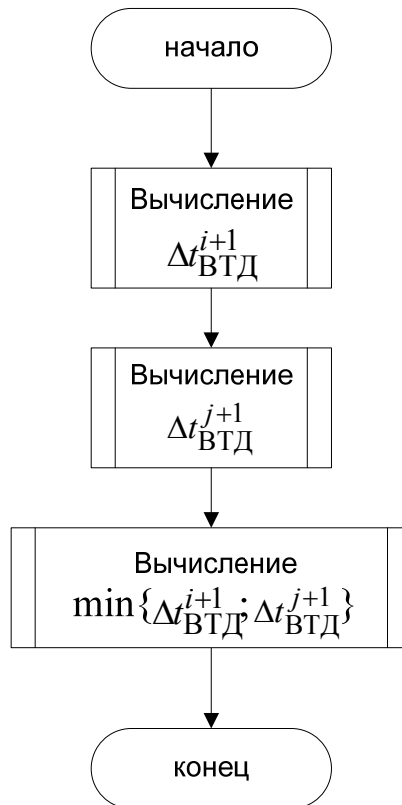


Рис. 6. Блок-схема алгоритма расчета  $\Delta t_{\text{ВТД}}^{j+1}$

### Показатель приоритета вывода участков в ремонт

Как было показано выше, методика анализа состояния и оценки рисков аварий линейной части МГ включает в себя три основных блока (рис. 1). Блок, позволяющий рассчитать срок проведения очередной ВТД, представляет собой самостоятельную практическую ценность. В то же время блоки расчёта комплексного показателя технического состояния и безопасного давления не могут считаться самодостаточными, поскольку управляющие решения приходится принимать на основании совокупности расчётных показателей и их допустимых значений. Это, безусловно, вносит неопределенность и нечёткость в принятие решений по выводу участков линейной части МГ в ремонт.

Для устранения неопределенности параметры, характеризующие состояние ЛУ МГ, необходимо нормировать для получения единой безразмерной оценки состояния ЛУ МГ – показателя приоритета вывода участков в ремонт или просто приоритета ремонта (ПР). Для нормирования целесообразно использовать функцию желательности Харрингтона [8]. Алгоритм перехода от параметров ЛУ МГ к ПР представлен на рис. 7.

Для показателя технического состояния рекомендуемого решения и показателя класса безопасности выбираем функцию Харрингтона с отрицательным инградиентом в следующем виде:

$$P(x) = \exp(-\exp(-k(x_{\max} - x))),$$

где  $k = \frac{6}{x_{\max} - x_{\min}}$ ;  $x_{\max}$  и  $x_{\min}$  – минимальное и максимальное значения показателя

технического состояния рекомендуемого решения и показателя класса безопасности.

Для правильного функционирования этой формулы, обеспечивающей нормирование разнородных параметров, необходимо знание опытных данных по значениям  $x_{\max}$  и  $x_{\min}$ . При их наличии появляется возможность определения ПР ЛУ одной цифрой в диапазоне от 0 до 1.

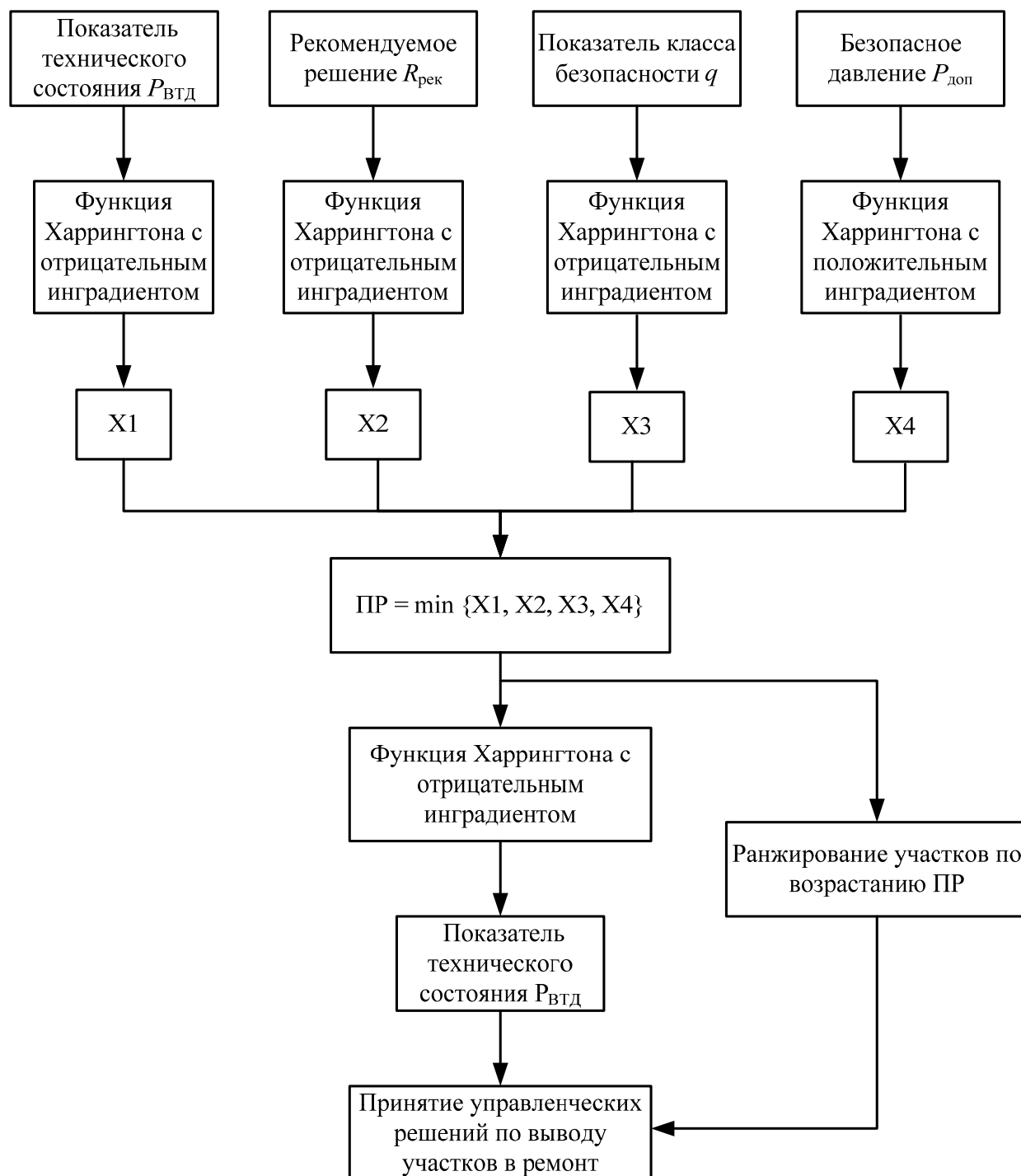


Рис. 7. Графическое представление алгоритма управленческих решений по выводу участков МГ в ремонт

Для нормирования давления целесообразно использовать функцию Харрингтона с положительным инградиентом вида:

$$P(x) = \exp(-\exp(-kx)),$$

где  $k = \frac{6}{x_{\max}}$ .

В данном случае целесообразно принять максимальное давление, равным проектному либо разрушающему давлению.

Разработанные алгоритмы позволяют оценивать ЛУ, имеющие различные виды дефектов. Это гарантирует комплексный подход к вопросу оценки технического состояния, назначению безопасного давления и планированию проведения ВТД.

Разработанная методика ориентирована на использование в автоматизированных системах обработки информации. Автоматизация выполнения расчётов по отдельным алгоритмам и приведение результатов расчётов к единому знаменателю в рамках программного комплекса позволит специалистам по эксплуатации сосредоточить своё внимание на принятии решений по ремонтам МГ на основе анализа результатов ВТД, коррозионных обследований, проектных данных по газопроводу.

### Литература

1. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2009.
2. ВРД 39-1.10-063-2002. Инструкции по оценке работоспособности и отбраковке труб с гофрами и вмятинами. М.: ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ», 2002.
3. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициента запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2007.
4. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2007.
5. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионным растрескиванием под напряжением. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2008.
6. СТО ГАЗПРОМ 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2007.
7. ВРД 39-1.10-013-2000. Руководящий документ по применению композитных материалов фирмы «Порсил лтд» (Санкт-Петербург) для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности с дополнением «Оценка несущей способности трубопроводов диаметром 530–1 420 мм, отремонтированных с применением композитных материалов». М.: ООО «ГАЗНАДЗОР» и АО «ВНИИСТ», 2000.
8. Скороходов Д.А., Стариченков А.Л., Поляков А.С. Методика оценки эффективности комплексной безопасности транспортной компании // Науч.-аналит. журн. «Вестник С.-Петерб. ун-та ГПС МЧС России». 2015. № 2. С. 24–29.

### References

1. STO GAZPROM 2-2.3-292-2009. Pravila opredelenija tehničkog sostojanija magistral'nyh gazoprovodov po rezul'tatam vnuritrubnoj inspekcii. M.: OOO «VNIIGAZ», 2009.
2. VRD 39-1.10-063-2002. Instrukcii po ocenke rabotosposobnosti i otbrakovke trub s goframi i vmjatinami. M.: OOO «GAZPROM VNIIGAZ», 2002.



3. STO GAZPROM 2-2.3-184-2007. Metodika po raschetu i obosnovaniju kojefficienta zapasa prochnosti i ustojchivosti magistral'nyh gazoprovodov na stadii jekspluatacii i tehničeskogo obsluzhivanija. M.: OOO «VNIIGAZ», 2007.
4. STO GAZPROM 2-2.3-112-2007. Metodicheskie ukazanija po ocenke rabotosposobnosti uchastkov magistral'nyh gazoprovodov s korrozionnymi defektami. M.: OOO «VNIIGAZ», 2007.
5. STO GAZPROM 2-2.3-173-2007. Instrukcija po kompleksnomu obsledovaniju i diagnostike magistral'nyh gazoprovodov, podverzhennyh korrozionnym rastreskivaniem pod naprjazheniem. M.: OOO «VNIIGAZ», 2008.
6. STO GAZPROM 2-2.3-095-2007. Metodicheskie ukazanija po diagnostičeskomu obsledovaniju linejnoj chasti magistral'nyh gazoprovodov. M.: OOO «VNIIGAZ», 2007.
7. VRD 39-1.10-013-2000. Rukovodjashhij dokument po primeneniju kompozitnyh materialov firmy «Porsil ltd» (Sankt-Peterburg) dlja remontnyh rabot na ob#ektah neftjanoj i gazovoj promyshlennosti s dopolnieniem «Ocenka nesushhej sposobnosti truboprovodov diametrom 530–1 420 mm, otremonirovannyh s primeneniem kompozitnyh materialov». M.: OOO «GAZNADZOR» i AO «VNIIST», 2000.
8. Skorohodov D.A., Starichenkov A.L., Poljakov A.S. Metodika ocenki jeffektivnosti kompleksnoj bezopasnosti transportnoj kompanii // Nauch. zhurn. «Vestnik S.-Peterb. un-ta GPS MChS Rossii». 2015. № 2. S. 24–29.