ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ ДИСПЕТЧЕРСКОМ УПРАВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

УДК 622.691

Р.Р. Усманов, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Уфа» (Уфа, РФ)
М.В. Чучкалов, д.т.н., ООО «Газпром трансгаз Уфа»
Э.С. Иванов, к.т.н., ООО «Газпром трансгаз Уфа»
С.В. Китаев, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Уфа, РФ)
Н.М. Дарсалия, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

В статье показана актуальность разработки способа контроля параметров и алгоритма действий при диспетчерском управлении режимами транспорта газа и проведении технологических операций газотранспортной системы. Разработана аналитическая функция предельной величины изменения давления в газопроводе от наружного диаметра и глубины дефекта.
Колебания давления газа большой амплитуды в трубопроводной обвязке компрессорных станций и линейной части магистральных газопроводов приводят к снижению их работоспособности и увеличивают вероятность разрушения. Предложено контролировать колебания давления газа на выходе компрессорной станции по величине размаха напряжений цикла – показателя, определяемого соотношением минимального значения кольцевых напряжений к максимальному за интервал времени, равный 1 мин. Предложены контрольные карты Шухарта как средства анализа для выявления и исключения неслучайных изменений тренда контролируемого параметра, вызванных детерминированным компонентом, добавляемым к переменной процесса. Приведены основные результаты разработки методических основ и стандарта организации по поддержанию работоспособности магистральных газопроводов в условиях длительной эксплуатации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА, МАГИСТРАЛЬНЫЙ ГАЗОПРОВОД, РАБОТОСПОСОБНОСТЬ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС, РЕЖИМ ТРАНСПОРТА ГАЗА.

Линейная часть магистральных газопроводов (МГ) является основной составляющей газотранспортной системы (ГТС). Протяженность МГ и отводов ПАО «Газпром» в однониточном исчислении составляет более 170 тыс. км. Газотранспортная система преимущественно состоит из газопроводов большого диаметра DN 1000–1400 (более 60 %), при этом 45 % МГ превысили установленный ресурс – 33 года. На таких газопроводах повышается вероятность аварийности – около 75 % всех аварий зафиксировано на МГ старше 30 лет [1, 2].

При проведении внутритрубной диагностики (ВТД) обнаруживается значительное количество дефектов, которые устраняются в плановом порядке. Сроки устранения определяются в зависимости от категории опасности. В этих условиях какое-то время приходится эксплуатировать дефектные участки, имеющие допустимую категорию опасности. В то же время дефекты продолжают развиваться, их развитию способствуют циклические нагрузки большой амплитуды от внутреннего давления транспортируемого газа [2, 3].

МЕТОДИКА КОНТРОЛЯ

Целью работы стало создание методики контроля параметров и алгоритмов действий при диспетчерском управлении режимами транспорта газа и проведении технологических операций на примере ООО «Газпром трансгаз Уфа».

Предельный цикл нагружения трубы характеризуется изменением кольцевых напряжений в газопроводе на величину, равную 10 % от предела текучести [3].

Большинство труб МГ изготовлены из сталей, относящихся к категории прочности Х70, со

Usmanov R.R., Candidate of Sciences (Engineering), 000 Gazprom transgaz Ufa (Ufa, Russian Federation)
Chuchkalov M.V., Doctor of Sciences (Engineering), Gazprom transgaz Ufa LLC
Ivanov E.S., Candidate of Sciences (Engineering), Gazprom transgaz Ufa LLC
Kitaev S.V., Doctor of Sciences (Engineering), Professor, Federal State Budgetary Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University" (Ufa, Russian Federation)
Darsaliya N.M., Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technological University"

Operability assurance of the gas pipelines under supervisory control of operating procedures of the gas transport system

The article shows the relevance of development of the method for monitoring parameters and the algorithm for supervisory control of the gas transportation modes and for performing operating procedures of the gas transportation system.
The analytical function of a limiting value of the pressure change in the gas pipeline depending on the outer diameter and the depth of a defect is developed.
Gas pressure fluctuations of large amplitude in the piping of compressor stations and the linear part of the main gas pipelines decrease their operability and increase the probability of their destruction. It is proposed to control the gas pressure fluctuations at the outlet of the compressor station in terms of the stress range value, the index determined by the ratio of the minimum value of circular stress to the maximum one over a time interval of 1 min. The Shewhart control charts are proposed as analysis tools to identify and eliminate non-random changes in the trend of the controlled parameter, which are caused by the deterministic component added to the process variable.
The main results of the development of methodological foundations and the standard of the organization for maintaining the operability of main gas pipelines in conditions of long-term operation are presented.

KEYWORDS: GAS TRANSPORTATION SYSTEM, MAIN GAS PIPELINE, OPERABILITY, OPERATING PROCEDURE, GAS TRANSPORTATION MODE.

средним пределом прочности 630 МПа и пределом текучести $\sigma_т$ = 485 МПа [4].

Предельная нормативная величина изменения кольцевых напряжений в трубопроводе, соответствующая циклу нагружения, составит: $\Delta\sigma_{кц} = 0{,}1\sigma_т = 0{,}1 \cdot 485 =$ = 48,5 МПа.

Согласно [5] величина кольцевых напряжений от нормативного (рабочего) давления определяется из выражения:

$$\sigma_{кц} = \frac{PD_{вн}}{2\delta_н}, \quad (1)$$

где P – рабочее (нормативное) давление, МПа; $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м; $\delta_н$ – толщина стенки трубы, м.

С учетом наличия возможных дефектов по результатам диагностического обследования в формулу вводится поправочный коэффициент ослабления стенки трубопровода:

$$k_f = \frac{\delta_н - h_д}{\delta_н}, \quad (2)$$

где $h_д$ – глубина дефекта, м.

Формулу (1) для величины кольцевых напряжений представим в виде:

$$\sigma_{кц} = \frac{PD_{вн}}{2\delta_н k_f}. \quad (3)$$

Тогда изменение кольцевых напряжений при изменении давления газа в газопроводе от P_1 до P_2 можно определить по формуле:

$$\Delta\sigma_{кц} = \sigma_{кц2} - \sigma_{кц1} = \frac{(P_2 - P_1)D_{вн}}{2\delta_н k_f} = \frac{\Delta P D_{вн}}{2\delta_н k_f}. \quad (4)$$

Откуда предельная величина изменения давления в газопроводе определяется по формуле:

$$\Delta P = \frac{2\Delta\sigma_{кц}\delta_н k_f}{D_{вн}}. \quad (5)$$

Применяя формулу (5), определим предельные значения изменения давления газа в газопроводе для основных используемых диаметров трубопроводов DN 500–1400. На рис. 1 приведена гистограмма распределения ΔP в газопроводе в зависимости от условного диаметра и коэффициента ослабления стенки трубы.

Для газопроводов различного диаметра ΔP в зависимости от глубины дефекта можно определить в соответствии с графиком (рис. 2), но использовать графическую зависимость неудобно при организации трендового контроля амплитуды изменения давления в комплексе «Магистраль-2» [6]. В связи с этим актуально аналитическое моделирование характеристик для определения ΔP для трубопроводов различного диаметра D_N в зависимости от глубины дефекта $h_д$. Для разработки аналитической модели $\Delta P = f(D_N, h_д)$ применим метод асимптотических координат [7].

Получим следующую аналитическую функцию предельной величины изменения давления в газопроводе ΔP от наружного диаметра трубопровода и глубины дефекта:

$$\Delta P = 14\,190 D_N^{-0{,}982} + (0{,}0202 h_д - 0{,}0221) \times (7001{,}8 D_N^{-0{,}98} - 14\,190 D_N^{-0{,}982}). \quad (6)$$

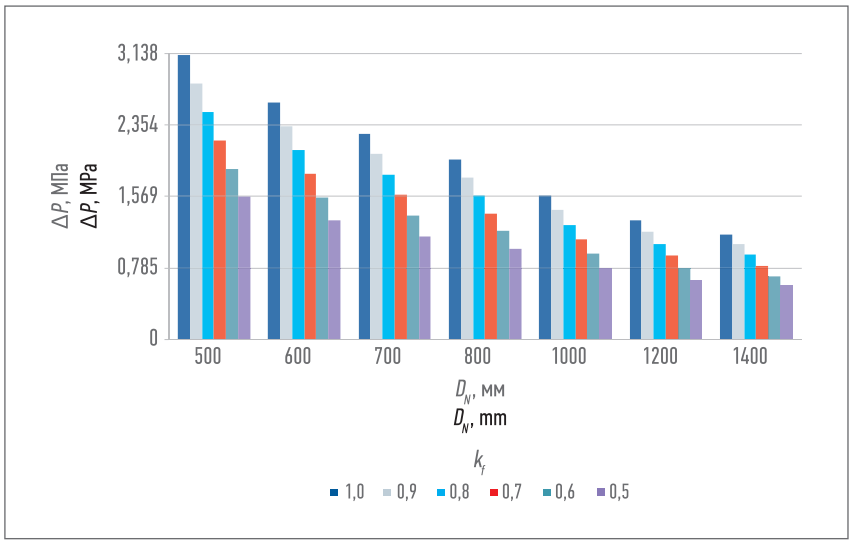


Рис. 1. Гистограмма распределения ΔP в газопроводе в зависимости от D_N и k_f
Fig. 1. Histogram of the ΔP distribution in the gas pipeline, depending on the D_N and k_f

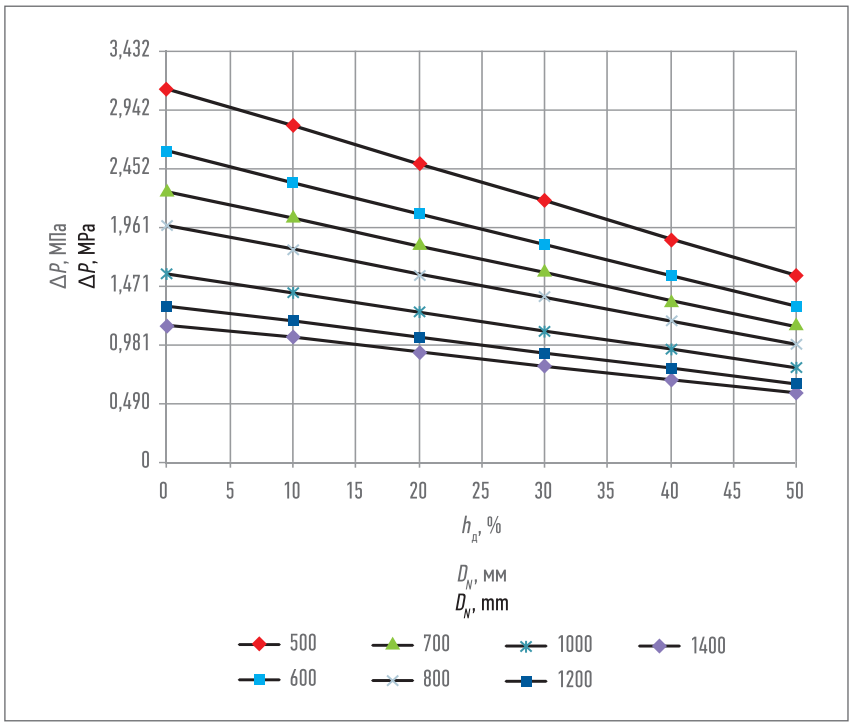


Рис. 2. Зависимость ΔP для газопроводов различного диаметра в зависимости от $h_д$
Fig. 2. Dependence of ΔP for gas pipelines of different diameter on $h_д$

Погрешность расчета по предлагаемой аналитической модели не превышает 1 %. Оценка достоверности формулы (6) производилась на основе сравнения исходных (графических) и расчетных данных.

При организации трендового контроля в комплексе «Магистраль-2» предельный градиент изменения давления рекомендуется принять равным 0,26478 МПа/мин [8]. Предельная величина изменения давления на участках линейной части МГ определяется по формуле (6). Глубина дефекта $h_д$ принимается по данным ВТД (последний пропуск).

Процесс транспорта газа по МГ характеризуется также флуктуациями давления, возникающими при компримировании газа в центробежных компрессорах (ЦБК), увеличивающими склонность трубопровода к разрушению. Причиной аварий являются кольцевые напряжения в металле трубы, возникающие от внутреннего давления газа.

Используя формулу (3), рассмотрим соотношение между минимальным $\sigma_{кц}^{min}$ и максимальным $\sigma_{кц}^{max}$ значениями кольцевых напряжений, называемое размахом напряжений цикла:

$$R = \frac{\sigma_{кц}^{min}}{\sigma_{кц}^{max}}. \quad (7)$$

Известно, что трубные стали ведут себя неустойчиво против разрушения при амплитуде колебаний напряжений цикла R ниже значения 0,9 [3].

Произведем анализ временных трендов размаха напряжений цикла от давления газа на выходе компрессорной станции (КС), где наиболее вероятны флуктуации, возникающие при компримировании газа в ЦБК.

Для исследований взяты архивные данные из комплекса «Магистраль-2» с интервалом времени 15 с. На рис. 3, 4 приведены временные тренды для двух характерных схем работы КС-17А «Поляна» с неполнонапорными ГПА: в две ступени и в одну ступень.

Анализ рис. 3, 4 показывает, что значения показателя R для анализируемых трендов не ниже критического значения 0,9. Вариация показателя R составляет 0,9986–1,0. Режимы работы ГПА в одну ступень вызывают меньше флуктуаций давления газа и более стабильны, что установлено на основе сравнения трендов, проиллюстрированных на рис. 3, 4.

Целесообразно производить постоянный мониторинг показателя R. Временной интервал для определения $\sigma_{кц}^{min}$ и $\sigma_{кц}^{max}$ может быть принят равным 1 мин.

На рис. 3, 4 видны «выскакивающие» значения контролируемого показателя R, которые требуют дополнительного анализа. Для этого воспользуемся контроль-

ными картами процессов, применяемыми для диагностики неполадок [9].

КОНТРОЛЬНЫЕ КАРТЫ ШУХАРТА

Теоретические основы контрольных карт Шухарта предполагают применение графических средств оценки динамических процессов, которые несложно подготовить и использовать в условиях производства. При этом устанавливаются допущения по статистическим контролируемым параметрам, но не требуется детерминированная модель процесса. У контролируемой переменной процесса могут быть два источника, влияющих на ее изменение:

1) флуктуации давления газа, имеющие случайный характер (например, обусловленные газодинамическими процессами в ЦБК);

2) неслучайные изменения, вызванные детерминированным компонентом, добавляемым к переменной процесса неправильными измерениями, связанными с работой датчика давления.

Если измерения переменной относятся только к первой из указанных категорий, то говорят, что процесс находится «под статистическим контролем». В случае, когда наблюдаются изменения, относящиеся ко второй категории, можно сказать, что контролируемый процесс находится «вне статистического контроля». Под термином «под контролем» понимается тот факт, что в течение всего хода процесса контролируемый параметр характеризуется одним и тем же законом распределения вероятности. Таким образом, назначением контрольных карт Шухарта является техническая организация визуального наблюдения контролируемого переменного параметра и определение влияющих источников второго рода.

При использовании контрольных карт Шухарта контрольными границами называют интервал, в область которого попадают

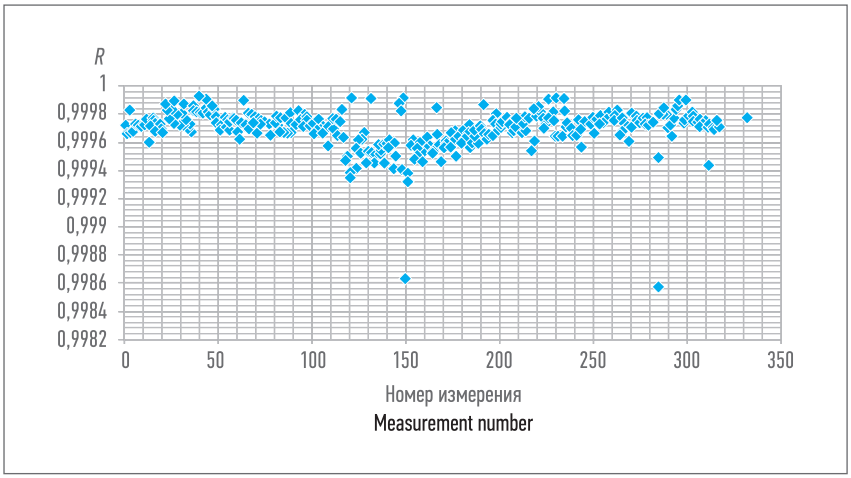


Рис. 3. Временной тренд размаха напряжений цикла от давления газа на выходе КС-17а «Поляна» при работе ГПА по схеме 2 × 2
Fig. 3. Trend of the cycle stress range from the gas pressure at the output of KS-17a Polyana during the operation of the gas pumping unit according to the 2 × 2 scheme

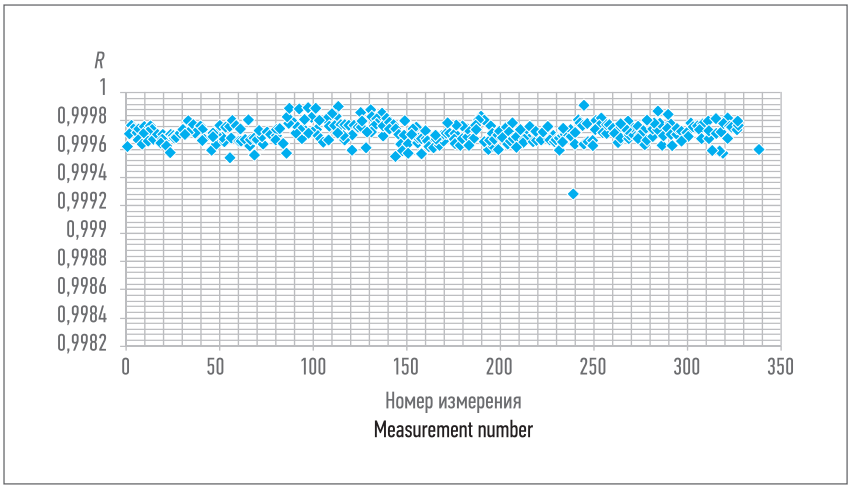


Рис. 4. Временной тренд размаха напряжений цикла от давления газа на выходе КС-17а «Поляна» при работе ГПА по схеме 3 × 1
Fig. 4. Trend of the cycle stress range from the gas pressure at the output of KS-17a "Polyana" during the operation of the gas pumping unit according to the 3 x 1 scheme

контролируемые параметры при нормальном ходе процесса. При подготовке контрольных границ используются формулы, жестко привязанные к конкретному типу карты.

Рассмотрим один из способов применения контрольных карт Шухарта. Пусть имеется выборка исследуемой независимой случайной переменной со средним μ_x и дисперсией σ_x^2, рассчитаны значения $\bar{X}$, тогда $\bar{X}$ наносится на график. Для случая, когда измерения произведены в равные промежутки времени, можно записать:

$$X_t = \mu_x + \varepsilon_t, \quad (8)$$

где ε_t – величина, называемая «белым шумом» (стохастическая переменная), имеющая среднее значение, равное нулю, и дисперсию σ_x^2.

На основе статистических данных дисперсия случайной величины вычисляется по формуле:

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^{n} \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n-1}, \quad (9)$$

где x_i – значение переменной x в момент времени i; $\bar{x}$ – среднее арифметическое выборки; n – объем выборки.

Стандартное отклонение рассчитывается по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\sigma_x^2}. \quad (10)$$

Постоянство среднего значения во времени определяет нулевую гипотезу. Используя $\sigma_{\bar{x}}$ или ее оценку, верхнюю и нижнюю контрольные границы наносят на карту по обе стороны от известного и оцененного значения μ_x для определенного уровня значимости *a* (обычно значение *a* принимается равным 0,0027, при этом можно записать: 1 – *a* = 0,9973). Идентификация процесса как «вне контроля» производится, когда выборочное среднее выходит за установленные контрольные границы. Следует отметить, что выбор *a* очень важен, так как от установленной и ограниченной области будет зависеть появление сигнала «вне контроля».

Произведем анализ тренда размаха напряжений цикла *R*. На рис. 5 приведена контрольная карта для КС-17А «Поляна» по данным давления газа на выходе КС. Нижняя контрольная граница на карте Шухарта находится на удалении –3σ, при этом вариация экспериментальных значений внутри диапазона является характеристикой случайных вариаций. Граница –3σ указывает на то, что как минимум 99,7 % контрольных точек попадут в установленный интервал при условии, что процесс является управляемым, т. е. средство измерения является исправным. При этом существует риск, составляющий 0,3 %, что контролируемый параметр попадет вне контролируемых границ. Таким образом, контрольные карты могут применяться для определения контрольных границ при трендовом контроле показателя *R*.

При планируемом изменении режимов работы ГТС для предупреждения превышений предельной величины изменения давления газа в трубопроводной обвязке компрессорных станций и

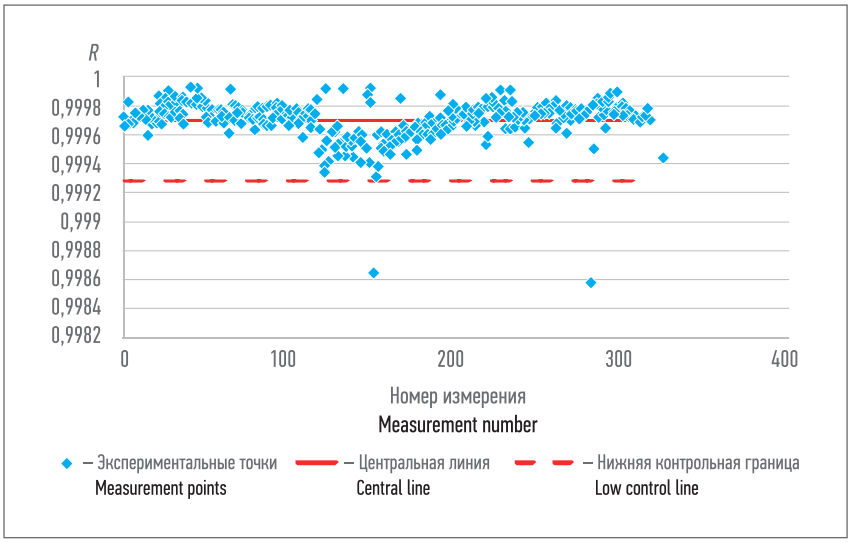


Рис. 5. Контрольная карта для показателя *R* от давления газа на выходе КС по КС-17а «Поляна», контрольная граница установлена для –3σ
Fig. 5. Control card for *R* indicator on the gas pressure at the outlet of the compressor station by KS-17a "Polyana", the control limit is fixed for –3σ

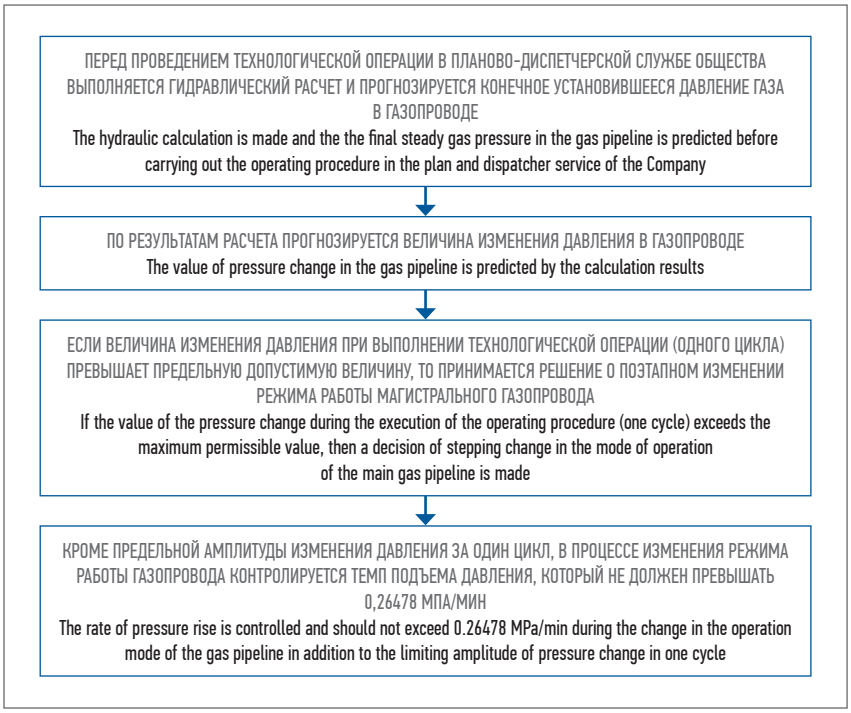


Рис. 6. Алгоритм принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы
Fig. 6. Decision-making algorithm for regulating the operating modes of the gas transportation system

линейной части МГ предлагается производить прогнозное моделирование возможных сценариев в комплексе «Астра: Газ» [10].

На рис. 6 приведен алгоритм принятия решений при регулировании режимов работы газотранспортной системы.

На основе имитационного моделирования технологического процесса составляется порядок действий для руководства при проведении работ. Параметры технологического процесса контролируются по системе телемеханики «Магистраль-2».

ВЫВОДЫ

В условиях старения газотранспортной системы и повышения вероятности возникновения аварий показана актуальность разработки способа контроля параметров и алгоритма действий при диспетчерском управлении режимами транспорта газа и проведении технологических операций.

Получена аналитическая функция предельной величины изменения давления в газопроводе от наружного диаметра и глубины дефекта. Глубина дефекта принимается по данным ВТД (последний пропуск). На основе сравнения исходных (графических) и расчетных данных получено, что средняя квадратическая погрешность расчета по предлагаемой аналитической функции не превышает 1 %. При организации трендового контроля в комплексе «Магистраль-2» предельный градиент изменения давления рекомендовано принять равным 0,26478 МПа/мин.

Процесс транспорта газа по МГ характеризуется флуктуациями давления, увеличивающими склонность трубопровода к разрушению. Предложено контролировать колебания давления газа на выходе КС по величине показателя – размах напряжений цикла, который представляет соотношение минимального к максимальному значению кольцевых напряжений за интервал времени, равный 1 мин. Предельная величина показателя составляет 0,9 (стали при амплитуде размаха напряжений ниже 0,9 ведут себя неустойчиво против разрушения). Показано, что режимы транспорта газа при одноступенчатом компримировании более стабильны по сравнению с двухступенчатым.

В качестве средств анализа предложены контрольные карты для выявления и исключения неслучайных изменений тренда контролируемого параметра, вызванных детерминированным компонентом, добавляемым к переменной процесса, – неправильными измерениями, связанными с работой датчика давления газа.

На основе проведенных теоретических исследований разработан стандарт организации – СТО 000 «Газпром трансгаз Уфа» [11]. Инновационная составляющая СТО заключается в методологии контроля параметров и управления технологическими операциями при стравливании и заполнении газом трубопроводной обвязки КС и линейной части МГ, пусках и остановках газоперекачивающих агрегатов, изменении режимов их работы и других технологических переключениях для исключения превышения предельных значений амплитуды колебаний давления газа в целях повышения работоспособности газотранспортной системы Общества. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Зорин А.Е. Научно-методическое обеспечение системы поддержания работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов. Дис. ... д.т.н. М., 2017. 332 с.
2. Чучкалов М.В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах. Дис. ... д.т.н. Уфа, 2015. 364 с.
3. Гареев А.Г., Иванов И.А., Абдуллин И.Г. и др. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 1997. 170 с.
4. СТО Газпром 2-4.1-713–2013. Технические требования к трубам и соединительным деталям. М.: ОАО «Газпром», 2014. 146 с.
5. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06–85*. М.: Госстрой, 2012. 93 с.
6. Комплекс «Магистраль-2» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://gpa.ru/magistral-2/ (дата обращения: 17.05.2018).
7. Байков И.Р., Жданова Т.Г., Гареев Э.А. Моделирование технологических процессов трубопроводного транспорта нефти и газа. Уфа: УНИ, 1994. 126 с.
8. Чучкалов М.В. Разработка технологии стресс-теста газопроводов для их реабилитации после капитального ремонта // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2013. № 1. С. 18–22.
9. ГОСТ Р 50779.42–99 (ИСО 8258–91). Статистические методы. Контрольные карты Шухарта [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/1200025672 (дата обращения: 17.05.2018).
10. Астра: Газ [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.astraeng.ru/products/gaz.php (дата обращения: 17.05.2018).
11. СТО Газпром трансгаз Уфа 3.2-1-1268–2018. Обеспечение работоспособности газопроводов при диспетчерском управлении технологическими процессами газотранспортной системы. Уфа: ООО «Газпром трансгаз Уфа», 2018. 25 с.

REFERENCES

1. Zorin A.E. Scientific and Methodical Support of the System for Maintaining the Operability of Long-Running Gas Pipelines. Doc. Sci. (Eng.) Dissertation. Moscow, 2017, 332 p. (In Russian)
2. Chuchkalov M.V. Development of Methods for Detection, Inhibition and Prevention of Stress-Corrosion Cracking on Main Gas Pipelines. Doc. Sci. (Eng.) Dissertation. Ufa, 2015, 364 p. (In Russian)
3. Gareev A.G., Ivanov I.A., Abdullin I.G., et al. Prediction of Corrosion-Mechanical Destruction of Main Pipelines. Moscow, Information and Advertising Center Gazprom LLC, 1997, 170 p. (In Russian)
4. Company Standard STO Gazprom 2-4.1-713–2013. Technical Requirements for Pipes and Fittings. Moscow, Gazprom OJSC, 2014, 146 p. (In Russian)
5. Code Specification SP 36.13330.2012. Main Pipelines. Updated Version of Construction Norms and Regulations SNiP 2.05.06–85 *. Moscow, Gosstroy, 2012, 93 p. (In Russian)
6. Complex Magistral-2 [Electronic source]. Access mode: http://gpa.ru/magistral-2/ (access date: May 17, 2018). (In Russian).
7. Baykov I.R., Zhdanova T.G., Gareev E.A. Modeling of Technological Processes of Pipeline Transport of Oil and Gas. Ufa: Ufa Petroleum Institute, 1994, 126 p. (In Russian)
8. Chuchkalov M.V. Development of Technology for a Stress Test of Gas Pipelines for Their Rehabilitation after Overhaul. Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syrya = Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons, 2013, No. 1, P. 18–22. (In Russian)
9. State Standard GOST R 50779.42–99 (ISO 8258–91). Statistical Methods. Shewhart Control Charts [Electronic source]. Access mode: http://docs.cntd.ru/document/1200025672 (access date: May 17, 2018). (In Russian)
10. Astra: Gas [Electronic source]. Access mode: http://www.astraeng.ru/products/gaz.php (access date: May 17, 2018). (In Russian)
11. Company Standard STO Gazprom transgaz Ufa 3.2-1-1268–2018. Ensuring the Operability of Gas Pipelines during the Dispatching Management of Technological Processes of the Gas Transportation System. Ufa, Gazprom transgaz Ufa LLC, 2018, 25 p. (In Russian)