

УДК 519.222:519.237.4-5

Ф.Г. Тухбатуллин¹, e-mail: ellkam@mail.ru; Д.С. Семейченков¹, e-mail: d.semeichenkoff@yandex.ru

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины

Проводится анализ причин возникновения разбаланса природного газа при его реализации конечным потребителям. Анализ проведен с использованием методов математической статистики. Доказывается, что именно метрологический фактор вносит определяющий вклад в общую величину разбаланса газа, которую необходимо постоянно контролировать и поддерживать на допустимом уровне. Обосновывается необходимость создания специальных программно-вычислительных комплексов (ПВК), позволяющих прогнозировать величину разбаланса, а также вносить статистически накопленную информацию в систему в режиме on-line для повышения эффективности принятия управленческих решений при диспетчерском управлении Единой системой газоснабжения (ЕСГ).

Ключевые слова: разбаланс газа, метрологический фактор, коммерческий учет газа, диспетчерское управление, прогнозирование, регрессионный анализ.

.....

F.G. Tukhbatullin¹, e-mail: ellkam@mail.ru; D.S. Semeichenkov¹, e-mail: d.semeichenkoff@yandex.ru

¹ Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) (Moscow, Russia).

The Reasons for the Imbalance of Natural Gas in the Gas Distribution System and Methods of its Value Prediction

The analysis of the causes of the imbalance of natural gas in its implementation to final consumers using the methods of mathematical statistics. It is proved that it is a factor metrology makes a decisive contribution to the total amount of gas imbalance that needs to be constantly monitored and maintained at a permitted level. The necessity of creation of special software and computer complexes (PVCs) that enable the prediction of the value of imbalance, and to make statistical information stored in the system in on-line mode to increase efficiency of acceptance of administrative solutions for dispatching management Unified Gas Supply System (UGS).

Keywords: imbalance gas, meteorological factors, commercial account of gas, dispatching management, forecasting, regression analysis.

При распределении энергетических ресурсов, в том числе природного газа, всегда возникает ситуация, когда объемы поставленного $V_{\text{пост}}$ и потребленного газа $V_{\text{потр}}$ не равны друг другу. Расхождение в величинах $V_{\text{пост}}$ и $V_{\text{потр}}$ называется разбалансом:

$$V_p = V_{\text{потр}} - V_{\text{пост}} \quad (1)$$

Величина разбаланса природного газа оказывает прямое влияние на качество

системы газоснабжения в целом, поскольку при отрицательных значениях разбаланса поставщик будет нести значительные материальные потери, а потребитель получит незаслуженную прибыль; в случае положительного значения разбаланса незаслуженную прибыль получит поставщик, а конечный потребитель будет терпеть убытки. В процессе поставок природного газа достоверность коммерческого учета газа определяется его товарным ба-

лансом. Баланс газа определяется суммарным объемом газа, поставленного в газотранспортную (ГТС) или газораспределительную систему (ГРС), и объемом потребления конечными потребителями, а также объемом газа, расходуемого на собственные, технологические нужды и технологические потери. Разбаланс газа является основным критерием достоверного коммерческого учета: чем меньше разбаланс, тем более достоверен учет.

Для анализа причинно-следственной связи возникновения разбаланса применяется диаграмма Каору Исикавы, позволяющая выявить причины разбаланса и сосредоточиться на их устранении [2]. Диаграмма дает возможность определить главные факторы, оказывающие влияние на рассматриваемую проблему. Проблема обозначается главной стрелкой, факторы, усугубляющие проблему, – стрелками, расположенными «внутри» скелета, нейтрализующие проблему – «снаружи».

На диаграмме, представленной на рис. 1, демонстрируются основные причины разбаланса:

- 1) погрешность измерений (случайного и неслучайного характера);
- 2) технологические потери;
- 3) несанкционированный отбор;
- 4) аварийные ситуации;
- 5) изменение режимов перекачки газа;
- 6) учет газа у населения;
- 7) закрытие объемов при снятых счетчиках и корректорах (ремонт, поверка);
- 8) сложность учета газа вследствие перетоков в сетях газораспределения.

Из опыта эксплуатации Единой системы газоснабжения (ЕСГ) можно с уверенностью сказать, что метрологический фактор оказывает наибольшее влияние на величину разбаланса природного газа. Так, погрешность учета газа в 1 % при реализации 40 млрд м³/год приведет к разбалансу в 400 млн м³/год. Именно поэтому данную величину нужно постоянно контролировать и при необходимости регулировать определенные параметры.

Следует учесть, что погрешность узлов учета газа (УУГ) имеется не только у поставщика, но и у потребителя. Следовательно, необходимо провести анализ предельной относительной погрешности, полученной в результате учета газа на УУГ потребителей. Для этого вводится функция $y = F(x_1, x_2, \dots, x_i)$:

$$y = x_1 + x_2 + \dots + x_i \quad (2)$$

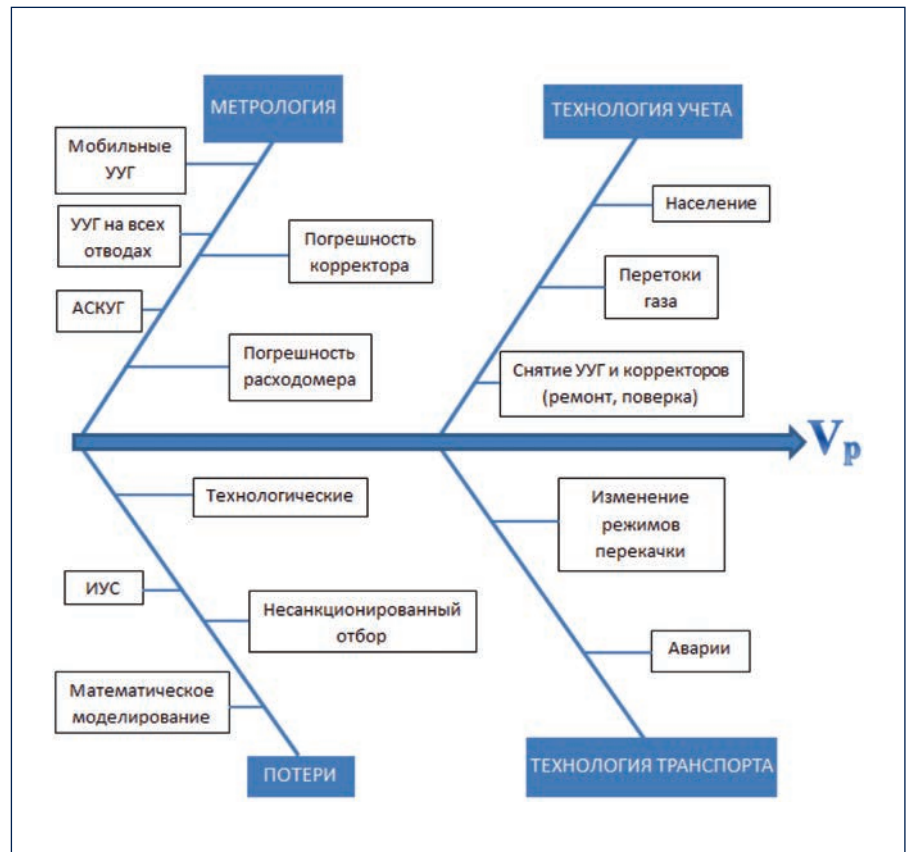


Рис. 1. Диаграмма Каору Исикавы
Fig. 1. The diagram of Kaoru Ishikawa

где y – сумма коммерческого расхода газа потребителей; x_1, x_2, x_i – коммерческий расход газа i -го потребителя. Согласно законам математической статистики абсолютная погрешность рассчитывается следующим образом:

$$\Delta y = \sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x_1} \Delta x_1\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial x_2} \Delta x_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \Delta x_i\right)^2} \quad (3)$$

где Δy – суммарная абсолютная погрешность измерения расхода газа; Δx_i – абсолютная погрешность измерения расхода газа i -го потребителя. Относительная погрешность рассчитывается по формуле:

$$\partial y = \frac{\Delta y}{y} \quad (4)$$

Подставив выражение (2) и (3) в (4), получаем:

$$\partial y = \frac{\sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x_1} \Delta x_1\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial x_2} \Delta x_2\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial F}{\partial x_i} \Delta x_i\right)^2}}{x_1 + x_2 + \dots + x_i} \quad (5)$$

Учитывая, что $y = F(x_i)$, частная производная будет вычисляться следующим образом:

$$\frac{\partial F}{\partial x_1} = \frac{\partial F}{\partial x_2} = \frac{\partial F}{\partial x_i} = 1.$$

Тогда выражение (5) примет вид:

$$\partial y = \frac{\sqrt{(\Delta x_1)^2 + (\Delta x_2)^2 + \dots + (\Delta x_i)^2}}{x_1 + x_2 + \dots + x_i} \quad (6)$$

Для количественной оценки величин абсолютной и относительных погрешностей УУГ потребителей проведем анализ ГРС № 1, к которой привязаны девять потребителей газа, считая, что они получают газ только с этой ГРС.

Ссылка для цитирования (for citation):

Тухбатуллин Ф.Г., Семейченков Д.С. О причинах разбаланса природного газа в системе газораспределения и методах прогнозирования его величины // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 14–20.

Tukhbatullin F.G., Semeichenkov D.S. The Reasons for the Imbalance of Natural Gas in the Gas Distribution System and Methods of its Value Prediction. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 14–20. (In Russian)

Таблица 1. Данные газопотребления с ГРС № 1, м³

Table 1. The data of gas consumption with GDS №. 1, m³

№ No.	Объем потребления x_i , м ³ The amount of consumption x_i , m ³	Относительная погрешность ∂x_i , % The relative error ∂x_i , %	Абсолютная погрешность Δx_i , м ³ The absolute error Δx_i , m ³
1	115 568	1,2	1387
2	89 569	1,15	1030
3	35 268	1,6	564
4	254 987	1,05	2677
5	97 652	1,25	1221
6	45 688	1,45	662
7	78 100	1,4	1093
8	7568	1,85	140
9	14 598	1,75	255

По данным таблицы рассчитывается ∂y :

$$\partial y = \frac{\sqrt{1387^2 + 1030^2 + \dots + 255^2}}{115568 + 89569 + \dots + 14598} = 0,5 \%$$

Получившаяся величина $\partial y = 0,5 \%$ значительно меньше каждой из величин относительных погрешностей i -го потребителя, что вызывает сомнения относительно применения формул (3) и, соответственно, (6). Полученное значение свидетельствует о недопустимости

применения данных расчетных зависимостей к исследуемой модели. Поскольку уровень разбаланса природного газа является случайной величиной, одним из способов его оценки может оказаться вычисление среднего значения квадрата отклонения – дисперсия. На первый взгляд может показаться, что проще вычислить все возможные отклонения случайной величины, а затем определить среднее

значение, однако стоит помнить о том, что разбаланс может быть как положительным, так и отрицательным. Дисперсия рассчитывается как разность между математическим ожиданием квадрата случайной величины x_i и квадратом ее математического ожидания:

$$D(x_i) = M(x_i^2) - [M(x_i)]^2, \quad (7)$$

где D_i – дисперсия i -го потребителя; $M(x_i)$ – математическое ожидание случайной величины;

$$M(x_i) = x_i \cdot p_i, \quad (8)$$

где x_i – значение случайной величины; p_i – вероятность выпадения случайной величины.

Все УУГ имеют калибровочные кривые, представляющие собой зависимость предельной относительной погрешности от расхода газа. Типичная калибровочная кривая представлена на рис. 2. На основании данных метрологических характеристик УУГ строится таблица относительных погрешностей девяти УУГ потребителей, для которых единственным поставщиком газа является ГРС № 1, и относительные погрешности УУГ поставщика.

Считая, что объем потребления x_i представленный в табл. 1, максимальный, строится таблица абсолютных погрешностей для каждого из девяти УУГ потребителей и одного УУГ поставщика в виде, представленном в табл. 3.

Учитывая, что УУГ потребителей и поставщика работают в области допустимых режимов, можно предпо-

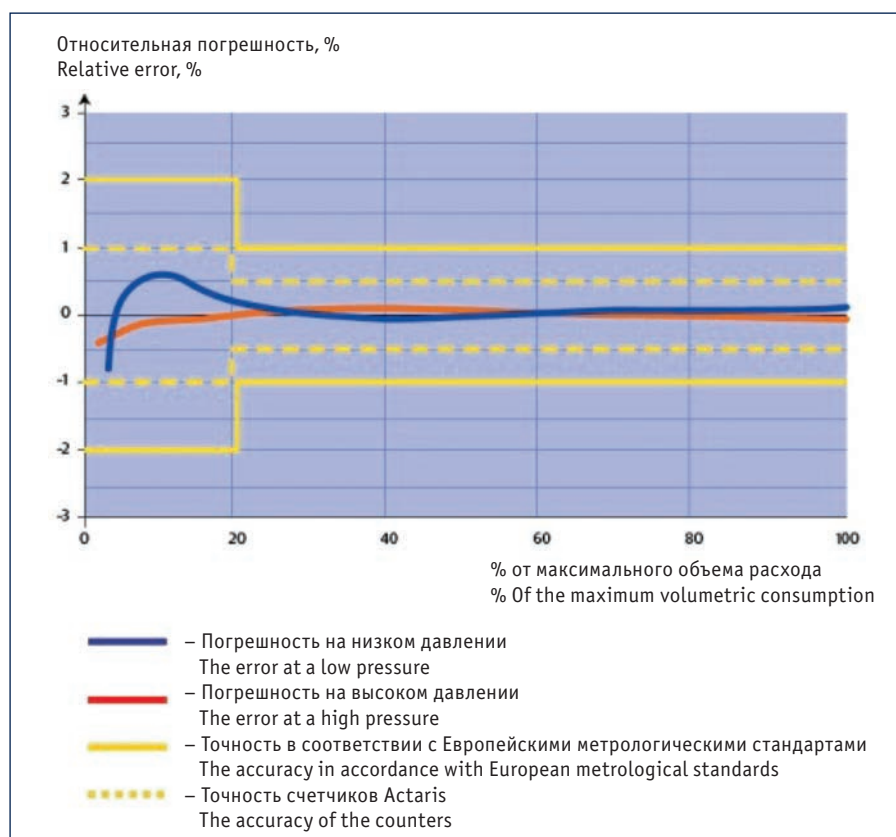


Рис. 2. Калибровочная кривая счетчиков

Fig. 2. The calibration curve of counters

ложить, что величина расхода будет находиться в пределах $0,1Q_{\max} - 0,8Q_{\max}$ с одинаковой вероятностью. То есть $p = 1/5 = 20\%$.

Рассчитывается математическое ожидание $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ и дисперсия $D(x_i)$ абсолютных погрешностей всех потребителей газа:

$$M(x_1) = 0,2 \cdot 135 + 0,2 \cdot 266 + 0,2 \cdot 513 + 0,2 \cdot 728 + 0,2 \cdot 1017 = 532,$$

$$M(x_i^2) = 0,2 \cdot 135^2 + 0,2 \cdot 266^2 + 0,2 \cdot 513^2 + 0,2 \cdot 728^2 + 0,2 \cdot 1017^2 = 383285,$$

$$D(x_1) = 383285 - 282811 = 100474.$$

Результаты расчетов представлены в табл. 4.

Аналогичным образом рассчитывается математическое ожидание $M(y)$, $M(y^2)$ и дисперсия $D(y)$ абсолютной погрешности поставщика газа:

$$M(y) = 0,2 \cdot 429 + 0,2 \cdot 754 + 0,2 \cdot 1389 + 0,2 \cdot 1907 + 0,2 \cdot 2660 = 1428,$$

$$M(y^2) = 0,2 \cdot 429^2 + 0,2 \cdot 754^2 + 0,2 \cdot 1389^2 + 0,2 \cdot 1907^2 + 0,2 \cdot 2660^2 = 2678993,$$

$$D(y) = 2678993 - 1428^2 = 640540.$$

Учитывая, что дисперсия суммы независимых величин равна сумме дисперсий этих величин, получаем:

$$D(x) = 100473 + 52995 + \dots + 3487 = 739605.$$

Дисперсия абсолютных погрешностей потребителей $D(x)$ значительно превышает дисперсию поставщика $D(y)$: $739605 > 640540$, что говорит о разных величинах разброса абсолютных погрешностей УУГ. Именно данные разбросы и приводят к постоянному наличию разбаланса в системе газораспределения.

Проведя анализ, можно сделать следующие выводы:

- разбаланс газа неизбежен, и величина его может быть значительной;
- увеличение числа потребителей ведет к увеличению разбаланса газа в системе;
- наибольший вклад в суммарную величину разбаланса вносят как потребители, так и поставщики газа, приборы учета которых имеют наибольшую погрешность измерений;

Таблица 2. Относительные погрешности УУГ потребителей и УУГ поставщика, %
Table 2. Relative errors of the gas metering unit of consumers and the supplier, %

№ No.	$0,1Q_{\max}$	$0,2Q_{\max}$	$0,4Q_{\max}$	$0,6Q_{\max}$	$0,8Q_{\max}$
1	1,17	1,15	1,11	1,05	1,1
2	1,13	1,12	1,07	0,95	1,05
3	1,55	1,48	1,35	1,3	1,42
4	1,02	1,01	0,97	0,93	0,98
5	1,21	1,18	1,15	1,12	1,17
6	1,41	1,37	1,34	1,28	1,39
7	1,38	1,34	1,27	1,25	1,33
8	1,8	1,75	1,71	1,59	1,7
9	1,71	1,67	1,63	1,58	1,61
10	0,58	0,51	0,47	0,43	0,45

Таблица 3. Абсолютные погрешности УУГ потребителей и УУГ поставщика, м³
Table 3. Absolute errors of the gas metering unit of consumers and the supplier, m³

№ No.	$0,1Q_{\max}$	$0,2Q_{\max}$	$0,4Q_{\max}$	$0,6Q_{\max}$	$0,8Q_{\max}$
1	135	266	513	728	1017
2	101	201	383	511	752
3	55	104	190	275	401
4	260	515	989	1423	1999
5	118	230	449	656	914
6	64	125	245	351	508
7	108	209	397	586	831
8	14	26	52	72	103
9	25	49	95	138	188
10	429	754	1389	1907	2660

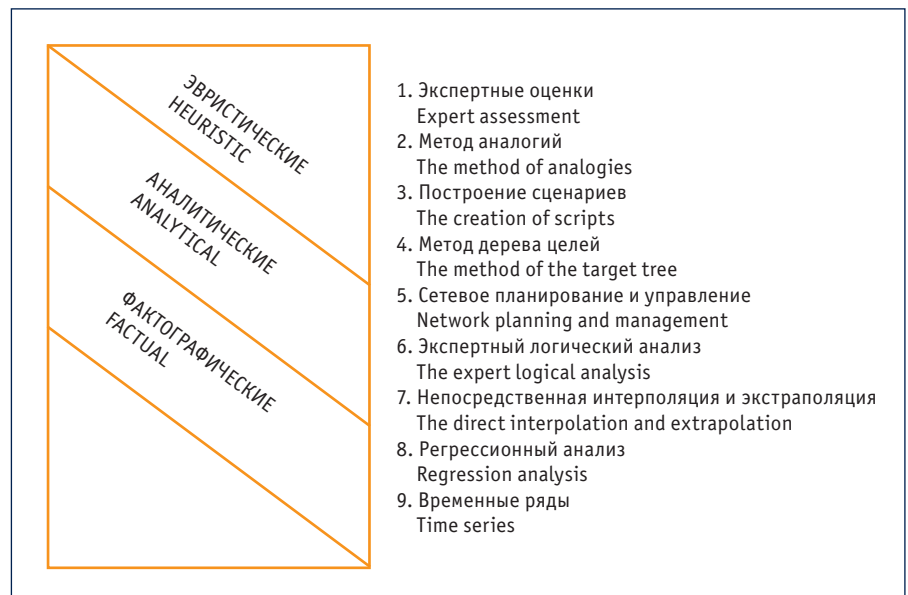


Рис. 3. Классификация методов прогнозирования

Fig. 3. Classification of forecasting methods

Таблица 4. Математическое ожидание $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ и дисперсия $D(x_i)$ i -х потребителей газа
 Table 4. The expected value $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ and the variance $D(x_i)$ of i -consumer of gas

№ No.	$M(x_i)$	$[M(x_i)]^2$	$M(x_i^2)$	$D(x_i)$
1	532	282 811	383 285	100 473
2	390	151 788	204 783	52 995
3	205	42 025	57 273	15 248
4	1037	1 075 784	1 466 375	390 591
5	473	224 108	306 831	82 724
6	259	66 874	92 202	25 328
7	426	181 646	249 382	67 736
8	53	2852	3874	1022
9	99	9801	13 288	3487

- имеется необходимость постоянного мониторинга величины разбаланса и поддержания его на допустимом уровне;

- требуется разработать методику, позволяющую улаживать разногласия между поставщиком и потребителем газа при постоянном наличии разбаланса газа.

Величина разбаланса природного газа оказывает существенное влияние на диспетчерское управление ЕСГ.

Диспетчерское управление – функциональный бизнес-процесс управления (регулирования) запасами и потоками природного газа в системах газоснабжения, а также поставками газа потребителям в целях выполнения договорных (контрактных) обязательств с максимально возможной надежностью и эффективностью.

Диспетчерское управление системами газоснабжения должно формироваться как процесс управления запасами газа путем распределения имеющихся в каждый момент времени ресурсов газа (добыча, хранение, импорт, запас в трубах) в виде потоков газа по системам газоснабжения путем создания оптимальных режимов работы объектов системы в целях обеспечения потребителей газом в соответствии с заключенными договорами (контрактами) при соблюдении условий безопасного функционирования системы газоснабжения. С учетом огромного потока информации, получаемой диспетчерской службой, а также ограниченности во времени для принятия управленческих решений имеется острая необходимость внедрения

специальных программных комплексов системы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР). В дочерних обществах ПАО «Газпром» уже внедрены такие программные комплексы, как «Астра», «ГазЭксперт», «ИУС-транспорт», «ИУС-ГАЗ», «Веста», и др. Данные программные комплексы позволяют решить широкий спектр задач, таких как прогнозирование поставок и потребления природного газа, расчет оптимальных режимов работы магистральных и распределительных газопроводов, расчет режимов работы газоперекачивающих агрегатов, сведение баланса газа по

субъектам РФ и т. д. Однако ни один из данных программных комплексов не позволяет провести анализ величины разбаланса природного газа, имеющей довольно существенное значение для диспетчерского управления, особенно в зимнее время, в наиболее холодные сутки, когда некоторые потребители могут быть переведены на резервное топливо в связи с вводом ограничения на поставку газа. Поскольку главной задачей ПАО «Газпром» является бесперебойная подача газа потребителям и выполнение контрактных обязательств, вводимые ограничения должны быть минимальными.

Диспетчерская служба осуществляет постоянный мониторинг ЕСГ, а также постоянно прогнозирует поставку и потребление природного газа по всей территории РФ.

Прогнозированию поставки и потребления природного газа посвящено множество научных трудов, написан целый ряд различных пособий. Данные вопросы в настоящей работе рассматриваться не будут, однако особое внимание будет уделено прогнозированию величины разбаланса природного газа для наиболее эффективного принятия управленческих решений.

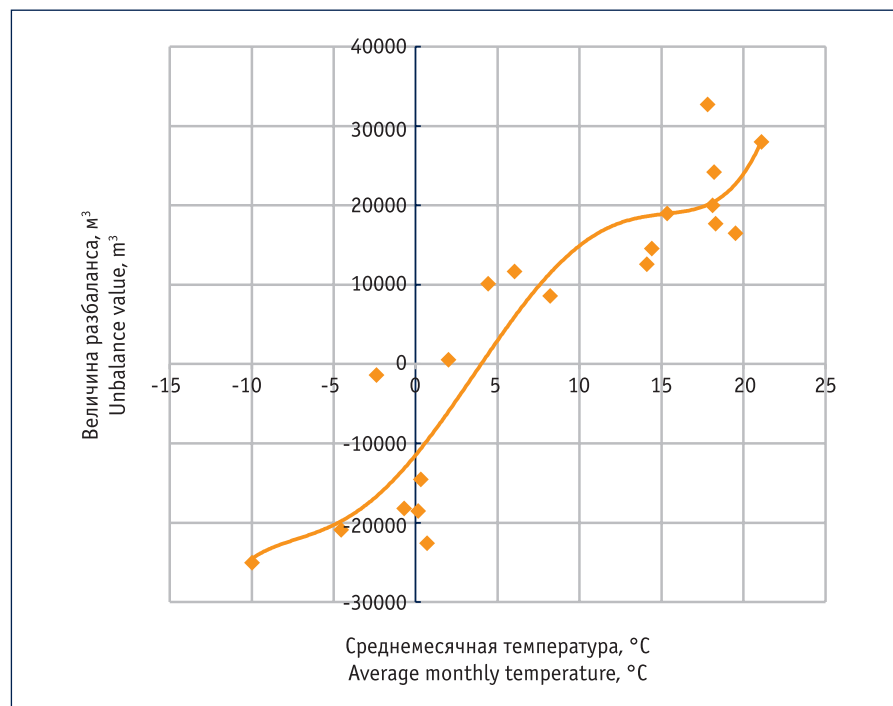


Рис. 4. Зависимость величины разбаланса от среднемесячной температуры
 Fig. 4. The dependence of the unbalance value of the average monthly temperature

Таблица 5. Баланс газа на ГРС № 2

Table 5. The balance of gas at gas distribution station № 2

Период Period	$V_{\text{вост}}$	$V_{\text{потр}}$	$V_{\text{р}}, \text{м}^3$	$t, \text{°C}$
Янв. 2015 Jan 2015	3 513 580	3 492 682	-20 898	-4,5
Фев. 2015 Feb 2015	2 956 533	2 955 147	-1386	-2,4
Мар. 2015 March 2015	2 687 644	2 688 179	535	2,0
Апр. 2015 Apr 2015	2 341 955	2 353 643	11 688	6,0
Май 2015 May 2015	1 267 524	1 282 113	14 589	14,4
Июн. 2015 June 2015	1 120 628	1 144 839	24 211	18,2
Июл. 2015 July 2015	1 184 632	1 204 649	20 017	18,1
Авг. 2015 Aug 2015	1 172 986	1 205 690	32 704	17,8
Сен. 2015 Sep 2015	1 270 015	1 282 597	12 582	14,1
Окт. 2015 Oct 2015	2 345 152	2 355 174	10 022	4,4
Ноя. 2015 Nov 2015	2 758 962	2 736 412	-22 550	0,7
Дек. 2015 Dec 2015	2 998 501	2 980 094	-18 407	0,1
Янв. 2016 Jan 2016	3 818 754	3 793 754	-25 000	-10,0
Фев. 2016 Feb 2016	2 848 532	2 830 339	-18 193	-0,7
Мар. 2016 March 2016	2 903 714	2 889 186	-14 528	0,3
Апр. 2016 Apr 2016	2 164 215	2 172 795	8580	8,2
Май 2016 May 2016	1 336 825	1 355 949	19 124	15,3
Июн. 2016 June 2016	1 211 945	1 229 661	17 716	18,3
Июл. 2016 July 2016	1 279 238	1 307 250	28 012	21,1
Авг. 2016 Aug 2016	1 387 763	1 404 235	16 472	19,5

Существует множество методик прогнозирования, каждая из которых применяется в той или иной сфере деятельности. Классификация методов прогнозирования представлена на рис. 3.

Применение понятия «классификация» к методам прогнозирования требует разъяснения. Рисунок выделяет три группы методов: эвристические, аналитические и фактографические. Однако резкой границы между ними провести

нельзя. Предложенную классификацию следует считать нечеткой, размытой, т. е. методы 4 и 5, например, следует считать не только эвристическими, но и аналитическими. При прогнозировании реальных процессов трудно оставаться только на формальной основе, эвристические оценки так или иначе будут приняты во внимание. Аналитическими методами названы те, для которых предложены четко определенные

процедуры, алгоритмы действий. Под фактографическими понимаются методы, основанные на числовом материале (ретроспективной статистике).

Аппарат регрессионного анализа и временных рядов во многом основан на одних и тех же идеях. Принципиальное различие состоит в том, что временной ряд является случайным процессом, и в роли аргумента X выступает время $t = 1, 2, \dots$, а обрабатываемая выборка оказывается упорядоченной. В регрессионном же анализе порядок следования членов выборки (x_i, y_i) не имеет значения.

Метод регрессивного анализа позволяет провести интерполяцию и экстраполяцию статистически накопленной информации и, опираясь на законы математической статистики и теорию случайных процессов (разбаланс газа – случайная величина), построить математическую модель, наиболее адекватно описывающую возможные (прогнозируемые) значения величины разбаланса природного газа.

Для построения математической модели берутся статистически накопленная информация по ежемесячному сведению баланса газа на ГРС № 2 за 2015–2016 гг., а также среднемесячные значения температуры окружающей среды за указанные периоды.

За основу модели берется зависимость величины разбаланса природного газа только от температуры окружающей среды. Другими факторами, такими как влажность, скорость и направление ветра, ориентация потребителя на определенную отрасль и др., пренебрегаем. По данным таблицы строится точечный график зависимости величины разбаланса от температуры, проводится аппроксимация данных с учетом того, что полученная модель должна быть адекватной.

По результатам аппроксимации получено следующее выражение:

$$y = 0,0317x^5 - 0,6136x^4 - 8,6842x^3 + 128,01x^2 + 2523,2x - 11469, \quad (9)$$

где y – величина разбаланса, м^3 , x – среднемесячная температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$.

Достоверность модели характеризуется коэффициентом детерминации R^2 . Если все точки исследуемого массива (x_i, y_i) лежат на прямой $y(x)$, то $R^2 = 1$. В нашем случае $R^2 = 0,8562$, что говорит о достаточно высокой степени точности. На основе аналогичного анализа данных по всем ГРС региона можно прогнозировать величину разбаланса газа в зависимости от погодных условий. Очевидно, что появляются два пути анализа:

1) проводить анализ каждой ГРС в отдельности и потом суммировать полученные значения;

2) проводить анализ баланса газа региона в целом, учитывая при этом перетоки и транзит газа в другие субъекты РФ. Для реализации предложенных методов анализа требуется разработать специальные программно-вычислительные комплексы (ПВК), базирующиеся на накопленной статистической информации и позволяющие вносить актуальные данные в систему в режиме on-line для повышения эффективности принятия управленческих решений при диспетчерском управлении ЕСГ.

ВЫВОДЫ

1. Разбаланс газа неизбежен, и его величину необходимо постоянно контролировать.
2. Определены возможные причины разбаланса природного газа статистическими методами.
3. Доказана необходимость прогнозирования величины разбаланса природного газа, в том числе за счет внедрения программно-вычислительных комплексов (ПВК), позволяющих вести расчеты в режиме on-line.

Литература:

1. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. пособие для вузов. М.: Высшая школа, 2003. 479 с.
2. Ишикава К. Японские методы управления качеством / Сокр. пер. с англ.; под ред. А. В. Гличева. М.: Экономика, 1988. 214 с.
3. Сухарев М.Г. Методы прогнозирования: Учеб. пособие. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2009. 208 с.
4. СТО Газпром 5.37-2011. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром».
5. СТО Газпром 5.32-2009. Организация измерений природного газа.
6. СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
7. РД 153-39.4-079-01. Методика определения расхода газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа.
8. Хворов Г.А., Козлов С.И., Аكوпова Г.С., Евстифеев А.А. Сокращение потерь природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. 2013. № 12. С. 66–69.
9. Павловский М.А. Применение методов математической статистики для анализа причин дисбаланса транспорта природного газа в трубопроводной газотранспортной системе // Нефтегазовое дело. 2012. № 1. С. 69–74.
10. Андришин М.П., Игуменцев Е.А., Прокопенко Е.А. Линейные тренды в диагностике баланса газа // Авиационно-космическая техника и технология. 2008. № 10 (57). С. 213–217.
11. Игнатьев А.А. Оценка причина разбаланса объемов газа в системе «поставщик – потребитель» // Газовая промышленность. 2010. № 6. С. 20–22.
12. Андришин М.П., Игуменцев Е.А. Динамика показателей статистической отчетности дисбаланса газа // Метрология. 2014. С. 427–430 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://metrology.kharkov.ua/fileadmin/user_upload/data_gc/conference/M2014/pages/08/4.pdf (дата обращения: 15.06.2017).
13. Белов Д.Б., Игнатьев А.А., Соловьев С.И. Проблема погрешности измерений при коммерческом учете ресурса (на примере поставки природного газа) // Методы оценки соответствия. 2012. № 9. С. 20–24.
14. Саликов А.Р. Разбаланс в сетях газораспределения // Газ России. 2015. № 4. С. 36–41.
15. Информационное письмо Федеральной службы по тарифам (ФСТ) от 28.06.2005 г. Исх. № СН-3923/9 «Об учете потерь газа».

References:

1. Gmurman V.E. Probability Theory and Mathematical Statistics. Textbook for high schools Moscow, Vysshaya Shkola, 2003, 479 pp. (In Russian)
2. Ishikawa K. Japanese Quality Management. Ed. by A.V. Glichev. Moscow, Ekonomika, 1988, 214 pp. (In Russian)
3. Sukharev M.G. Forecasting Methods. Textbook. Moscow, Russian State University of Oil and Gas named by I.M. Gubkin, 2009, 208 pp. (In Russian)
4. STO Gazprom 5.37-2011. Uniform Technical Requirements for Equipment Flow Measurement Units and the Amount of Natural Gas Used in Gazprom JSC. (In Russian)
5. STO Gazprom 5.32-2009. Organization of Natural Gas Measurement. (In Russian)
6. STO Gazprom 2-3.5-454-2010. Rules of Operation of Gas Mains. (In Russian)
7. RD 153-39.4-079-01. Methods of Determining the Flow Rate of Gas for Technological Needs of Gas Supply Companies and Losses in Gas Distribution Systems. (In Russian)
8. Khvorov G.A., Kozlov S.I., Akopova G.S., Evstifeev A.A. Reduction of Losses of Natural Gas for Transportation Through Main Pipelines of Gazprom JSC. Gazovaya promyshlennost' = Gas industry, 2013, No. 12, P. 66–69. (In Russian)
9. Pavlovsky M.A. Application of Mathematical Statistics to Analyze the Reasons for the Imbalance in the Transport of Natural Gas Pipeline Transmission System. Neftgazovoe delo = Oil and gas business, 2012, No. 1, P. 69–74. (In Russian)
10. Andriishin M.P., Igumentsev E.A., Prokopenko E.A. Linear Trends in the Diagnosis of the Gas Balance. Aviatsionno-kosmicheskaya tekhnika i tekhnologiya = Aerospace technics and technology, 2008, No. 10 (57), P. 213–217. (In Russian)
11. Ignatiev A.A. Evaluation of the Cause Imbalance Volumes of Gas in the System 'Producer – Consumer'. Gazovaya promyshlennost' = Gas industry, 2010, No. 6, P. 20–22. (In Russian).
12. Andriishin M.P., Igumentsev E.A. Dynamics of Indicators of Statistical Reporting Gas Imbalance. Metrologiya = Metrology, 2014, P. 427–430. Access mode: http://metrology.kharkov.ua/fileadmin/user_upload/data_gc/conference/M2014/pages/08/4.pdf (Access date: 15.06.2017). (In Russian)
13. Belov D.B., Ignatiev A.A., Solov'ev S.I. The Problem of Measurement Error in the Commercial Resource Accounting (for Example, Natural Gas Deliveries). Metody otsenki sootvetstviya = Methods of conformity assessment, 2012, No. 9, P. 20–24. (In Russian)
14. Salikov A.R. Imbalance in gas distribution networks. Gaz Rossii = Russian gas, 2015, No. 4, P. 36–41. (In Russian)
15. Newsletter of the Federal Tariff Service (FTS) of 28.06.2005, Ref. Number of CH-3923/9 «On Gas Losses Taken into Account». (In Russian)