

УДК 622.691-50

**ПРОГНОЗ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА – ОСНОВА ПРИНЯТИЯ
РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СТРУКТУРЕ И
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ
И РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

**FORECAST OF GAS CONSUMPTION – THE BASIS OF RATIONAL
DETERMINATION OF STRUCTURE AND TECHNOLOGICAL
PARAMETERS FOR THE DESIGN AND RECONSTRUCTION OF GAS
SUPPLY SYSTEMS**

**Кантюков Р.А., Сухарев М.Г., Мешалкин В.П., Гимранов Р.К.,
Попов А.Г., Рыженков И. В.**

**ООО «Газпром трансгаз Казань», г. Казань, Российская Федерация
РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, РХТУ им. Д.И. Менделеева
Москва, Российская Федерация**

**R.A. Kantjukov, M.G. Sukharev, V.P. Meshalkin, R.K. Gimranov,
A.G. Popov, I.V. Ryshenkov**

**Limited Company “Gazprom Transgaz Kazan”,
Kazan the Russian Federation
Gubkin Russian State University of Oil and Gas,
D. Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow
the Russian Federation**

e-mail: mgsukharev@mail.ru

Аннотация. Обоснованный выбор прогнозного спроса на газ является необходимым условием принятия правильных решений по структуре и технологическим параметрам территориальных систем магистрального транспорта и распределения газа. Прогноз потребления следует строить,

начиная от конечного потребителя, далее переходя к объектам всё большего масштаба.

Нормативным документом, регламентирующим гидравлический расчет и процедуру выбора структуры сети и диаметров трубопроводов, служит свод правил СП 42-101-2003 [1]. Некоторые положения документа устарели, не отражают реалий текущего момента. Документ нуждается в корректировке. Предлагается вместо процедуры определения максимального часового расхода $K_{\max.ч}$ по таблицам [1] оценивать коэффициенты сезонной неравномерности $K_{\text{сез.н.}}$ и суточной неравномерности $K_{\text{сут.н.}}$ по фактической информации о потреблении и строить прогноз, пользуясь методом аналогии. Коэффициенты $K_{\text{сут.н.}}$, $K_{\text{сез.н.}}$ имеют более прозрачное значение, чем коэффициент часового максимума $K_{\max.ч}$.

Для газораспределительных станций (ГРС), через которые производится снабжение областных центров, городов и населенных пунктов районного масштаба, коэффициент суточной неравномерности большей частью не превышает 1,2. Однако существенная доля ГРС характеризуется коэффициентом $K_{\text{сут.н.}}$ в пределах $1,2 \div 1,4$.

Графики суточного потребления существенно зависят от структуры потребления. Внутри групп потребления (по секторам и отраслям промышленности) иногда существует значительный разброс коэффициентов суточной неравномерности. Коэффициенты сезонной неравномерности $K_{\text{сез.н.}}$ агрегированных потребителей (регионов РФ) существенно различаются по регионам, изменяясь в диапазоне 1,1 – 1,8.

В связи с изменением структуры потребления значение коэффициента $K_{\max.ч}$ следует эпизодически пересматривать. В процедуре выбора прогнозных объемов потребления следует учитывать особенности диспетчерского регулирования потребления в период повышенного спроса.

Abstract. Well-founded choice of gas demand forecast is essential for making the right decisions on the structure and technological parameters of the gas supply systems. Forecast consumption should be constructed, starting from the end customer, and then turning to larger objects.

The hydraulic calculation and the procedure for determination of the network structure and diameters of pipelines are regulated by normative SP [Formulary] 42-101-2003 [1]. Some statements are out of date and do not reflect the realities of the moment. The document must be modified. Instead to determine the maximum of hour-long intensity flow $K_{\max.hour}$ by means of tables [1] we order to assess seasonal unevenness $K_{season.irr.}$ and daily irregularity $K_{daily.irr.}$. The estimation must be done on base of the actual information about the gas consumption, and a forecast built using the method of analogies. The coefficients $K_{daily.irr.}$, $K_{season.irr.}$ are more transparent than the SP's $K_{\max.hour}$.

For the gas distribution stations (GDS), which are supplying the regional centers, towns and settlements of the district scope, the coefficient of daily irregularity $K_{daily.irr.}$ as a rule does not exceed 1.2. However, a significant part of the GDS is characterized by $K_{daily.irr.}$ within $1.2 \div 1.4$.

The charts of daily consumption substantially depend on the composition of consumers. Sometimes the coefficients $K_{daily.irr.}$ substantially change within one group of consumers. Coefficients of seasonal unevenness $K_{season.irr.}$ for aggregated consumers (regions of the RF) vary considerably in the range of $1.1 \div 1.8$.

Due to changes in the consumption patterns the values of the coefficient $K_{\max.hour}$ should be reviewed from time to time. In the choice of the projected volumes of consumption should take into account the peculiarities of dispatching control of the consumption in a period of high demand.

Ключевые слова: распределительные системы газоснабжения, прогноз потребления, коэффициент часового максимума, структура потребления, нормативы, сезонная неравномерность, суточная неравномерность.

Key words: gas distribution systems, forecast of consumption, maximum of hour-long intensity flow, composition of consumers, guidelines, seasonal irregularity of consumption, daily irregularity of consumption.

Введение

Обоснованность прогнозного спроса на газ играет решающую роль при выборе решений по структуре и технологическим параметрам территориальных систем магистрального транспорта и распределения газа. Информация по объемам потребления природного газа на среднесрочную и отдаленную перспективу на уровне региона нужна при разработке:

- Генеральных схем и комплексных инвестиционных проектов газоснабжения и газификации регионов России;
- программ по развитию и реконструкции территориальных систем магистрального транспорта, распределения и хранения газа;
- научно-технических решений по обеспечению бесперебойного газоснабжения потребителей.

Информация по прогнозному спросу должна содержать, во-первых, объемы годового потребления, во-вторых, графики потребления в годовом и, в-третьих, в суточном разрезе. Дело в том, что распределительные сети и газопроводы – отводы при проектировании рассчитывают на максимальную часовую загрузку, тогда как магистральные газопроводы – на суточную [1, 2]. Таким образом, объекты системы газоснабжения, приближенные к конечному потребителю, в определенные временные промежутки загружены не полностью, то есть имеют резерв производственной мощности. Резервы закладываются при расчетах, что и во многом определяет надежность снабжения потребителей [3 – 5]. В

результате, например, производственная мощность газопроводов – отводов в среднем за год используется всего на 25%. Газотранспортным и газораспределительным организациям резерв дает возможность маневрирования, обеспечивает лучшую управляемость системой, повышает надежность снабжения потребителей.

Мероприятия по повышению надежности не входят в число обязательных разделов проектной документации, однако часто предусматриваются. Хотя их необходимость осознается специалистами, но в нормативах напрямую не регламентируется. Обоснованности решений по уровням перспективного потребления препятствует ещё практика принятия решений. В первом варианте уровни определяются по данным региональных администраций, которые обычно склонны к завышенным оценкам, так как финансирование строительства идет в значительной степени из централизованных средств Газпрома. Анализ реальных графиков потребления дает объективную информацию о будущем спросе потребителей-аналогов [6, 7].

Заметим, что для принятия обоснованных решений при проектировании и реконструкции территориальных систем газоснабжения недостаточно иметь объективную информацию о перспективном спросе. Например, в проектах развития районных газораспределительных систем следует предусмотреть также такие мероприятия как кольцевание систем газоснабжения как до ГРС (магистральный транспорт), так и после (распределительные сети) [3–5]. Это дает возможность без существенного ущерба для потребителей организовать проведение ремонтных работ, а также повысить степень адаптивности системы, необходимую для решения проблемы снабжения новых, непредусмотренных проектом потребителей.

Для прогнозирования графиков газопотребления нужно применять разные методы, соответствующие целям исследования и уровню заблаговременности [8 – 12]. Практическое значение имеют исследования процессов газопотребления как конкретных, так и агрегированных

потребителей. Под агрегированным потребителем будем понимать населенный пункт, район, город, городскую агломерацию, регион, территорию. Заботясь об информационном обеспечении процедур прогнозирования, агрегированным потребителем удобно считать совокупность конечных потребителей, получающих газ от одной ГРС [6, 7]. В связи с повышением уровня информатизации объектов и систем ЕСГ объемы информации, поступающие в распоряжение эксплуатирующих организаций, растут и позволяют принимать более обоснованные решения.

Факторы, влияющие на прогнозный спрос

Процессы газопотребления во многом определяются структурой, составом потребителей. Используются разные варианты структуры – деления потребителей по секторам [6–8]. В простейшем варианте выделяют 3 сектора: население, коммунально-бытовой (комбыт) и промышленность. Применяется и более дифференцированная градация, например: сельское хозяйство; промышленность; комбыт; теплосети мощностью более 20 Гкал/час; теплосети мощностью менее 20 Гкал/час; муниципальные предприятия мощностью более 20 Гкал/час; муниципальные предприятия мощностью менее 20 Гкал/час; котельные на балансе промышленных предприятий с чисто отопительной нагрузкой.

Структура потребления каждого из агрегированных потребителей имеет свою специфику, определяемую рядом факторов: наиболее энергоемкими промышленными производствами, климатическими условиями, особенностями бытового уклада и др. Степень влияния всех этих факторов может быть установлена путем обработки статистических данных. При этом лучше пользоваться информацией за последние годы, так как объемы и структура потребления изменяются, отслеживая изменения в экономике, энергетике, в качестве жизни людей.

Графики почасового потребления зависят от погодных, хронологических (изменение по дням недели), производственных

факторов и структуры потребления (распределения по секторам). В суточном разрезе: потребление обычно, там, где преобладают сектора население и комбыт, снижается в ночные часы и увеличивается в часы повышенной деловой активности, отопительной нагрузки и пр. В недельном цикле наблюдается, как правило, некоторое снижение спроса в субботу и еще большее в воскресенье и праздники. В годовом разрезе спрос коррелирован с годовым ходом температур.

К погодным факторам, прежде всего, относится температура окружающей среды, точнее говоря, средняя за сутки температура воздуха. На объемы потребления влияют также скорость и направление ветра, облачность, влажность, интенсивность осадков и некоторые другие погодные характеристики. Поскольку особый интерес представляет спрос на газ в периоды экстремальных понижений температуры, то остальные факторы обычно в модель не вводятся.

Производственные (внутрисистемные) факторы, безусловно, влияют на технические возможности подачи газа. Причиной снижения предельных объемов поставок могут быть отказы или спад производственной мощности объектов транспорта и распределения газа.

Нормативный документ

Подготовку информации о потреблении газа для принятия решений при проектировании определяют свод правил [1] и отраслевой стандарт [2]. Ими предписывается производственную мощность распределительных (за ГРС) систем и газопроводов-отводов рассчитывать по максимальному часовому расходу газа $Q_{\text{max.ч}}$, м³/ч, [1, 2], а магистральных газопроводов – по среднему суточному расходу, дифференцируя этот расход по периодам года (кварталам или месяцам) [2]. Различие требований к объектам ЕСГ, работающим в условиях тесной взаимосвязи технологических режимов предполагает необходимость установить зависимость между суточным и часовым расходами. Отметим, как анахронизм, что в своде правил [1]

расход измеряется при нормальных условиях (температура 0 °С, давление 0,1МПа), а СТО – при стандартных условиях (температура 15 °С, давление 0,1МПа). Согласно действующим ныне требованиям необходимо расход измерять в стандартных кубах. Взаимосвязь часового максимума и годового расхода $Q_{\text{год}}$, м³/год, определяется формулой [1]:

$$Q_{\text{мах.ч}} = K_{\text{мах.ч}} Q_{\text{год}} \quad (1)$$

где $K_{\text{мах.ч}}$ — коэффициент часового максимума.

Примечание. В документе [1] коэффициент часового максимума обозначен через $K_{\text{мах}}^h$.

Коэффициент часового максимума в [1] $K_{\text{мах.ч}}$ предписывается определять по таблицам в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, для коммунально-бытовых предприятий. Анахронизм документа [1] проявляется еще и в том, что он предусматривает значение коэффициент $K_{\text{мах.ч}}$ на 1 лошадь в индивидуальном хозяйстве, но не предусматривает – для ТЭЦ. Это является дополнительным аргументом в пользу необходимости исследования реальных графиков потребления.

Рекомендуемые показатели

Введем коэффициенты суточной и сезонной неравномерности $K_{\text{сут.н.}}$, $K_{\text{сез.н.}}$, где $K_{\text{сут.н.}}$ – отношение максимального часового расхода газа к среднечасовому за сутки в самый холодный месяц года

$$K_{\text{сут.н.}} = Q_{\text{мах янв.ч}} / Q_{\text{ср.янв.ч}}, \quad (2)$$

а $K_{\text{сез.н.}}$ – отношение среднесуточного расхода за самый холодный месяц года к среднесуточному за год

$$K_{\text{сез.н.}} = Q_{\text{ср.янв.сут.}} / Q_{\text{ср.год}}, \quad (3)$$

В соответствии со смыслом введенных коэффициентов

$$Q_{\max.ч} = K_{\text{сут.н.}} Q_{\text{ср.январь.сут.}} / 24 = K_{\text{сут.н.}} K_{\text{сез.н.}} Q_{\text{ср.год}} / 24 = K_{\text{сут.н.}} K_{\text{сез.н.}} Q_{\text{год}} / (365 \cdot 24).$$

Отсюда следует

$$K_{\max.ч} = K_{\text{сут.н.}} K_{\text{сез.н.}} / 8760. \quad (4)$$

Коэффициенты $K_{\text{сут.н.}}$, $K_{\text{сез.н.}}$ имеют более прозрачное значение, чем нормативный коэффициент часового максимума $K_{\max.ч}$.

Из предыдущего ясно, что нормативное обеспечение для подготовки решений по развитию систем газоснабжения нуждается в пересмотре. Базой для пересмотра может служить только реальная информация по потреблению газа, характеризующая текущую ситуацию.

Проблема вызывает нормирование взаимосвязи между годовым потреблением и расчетным часовым расходом, по которому проводится выбор параметров трубопроводов. Будем ориентироваться на соотношение (1), в котором нормируется [1] коэффициент пересчета $K_{\max.ч}$. В соответствии с соотношением (4) $K_{\max.ч}$ может быть выражен через произведение двух коэффициентов $K_{\text{сут.н.}}$ и $K_{\text{сез.н.}}$. Первый из них характеризует амплитуду колебаний потребления в суточном разрезе, а второй – в годовом разрезе.

Еще одним фактором, оказывающим влияние на определение расчетного часового расхода, является зависимость потребления от температуры наружного воздуха. Оценка этой зависимости также должна опираться на фактические ряды потребления. График кумулятивной функции потребления обычно имеет вид кривой, изображенной на рисунке 1. Кумулятивная функция характеризует потребление конечного или агрегированного потребителя и представляет собой упорядоченную по убыванию последовательность 365 значений суточного потребления Q . Для наглядности точки (t, Q) , $t=1, \dots, 365$, изображенные на плоскости, соединяются. Пик потребления (на рисунке 1 заштрихован) срезается, тем

самым, проектное значение $Q_{пр}$ оказывается меньше максимального суточного.

Величины $K_{сут.н.}$, $K_{сез.н.}$ и коэффициенты аппроксимации зависимости потребления от температуры нельзя априори считать универсальными. Факторами, влияющими на их значения, могут служить:

- структура потребления агрегированного потребителя;
- объемы потребления;
- организация управления процессом потребления газа (лимиты, технологическая бронь и т.д.).

Региональная специфика (природно-климатические особенности, положение территориальной системы в ЕСГ, структура и производственные мощности региональной системы газоснабжения и т.д.).

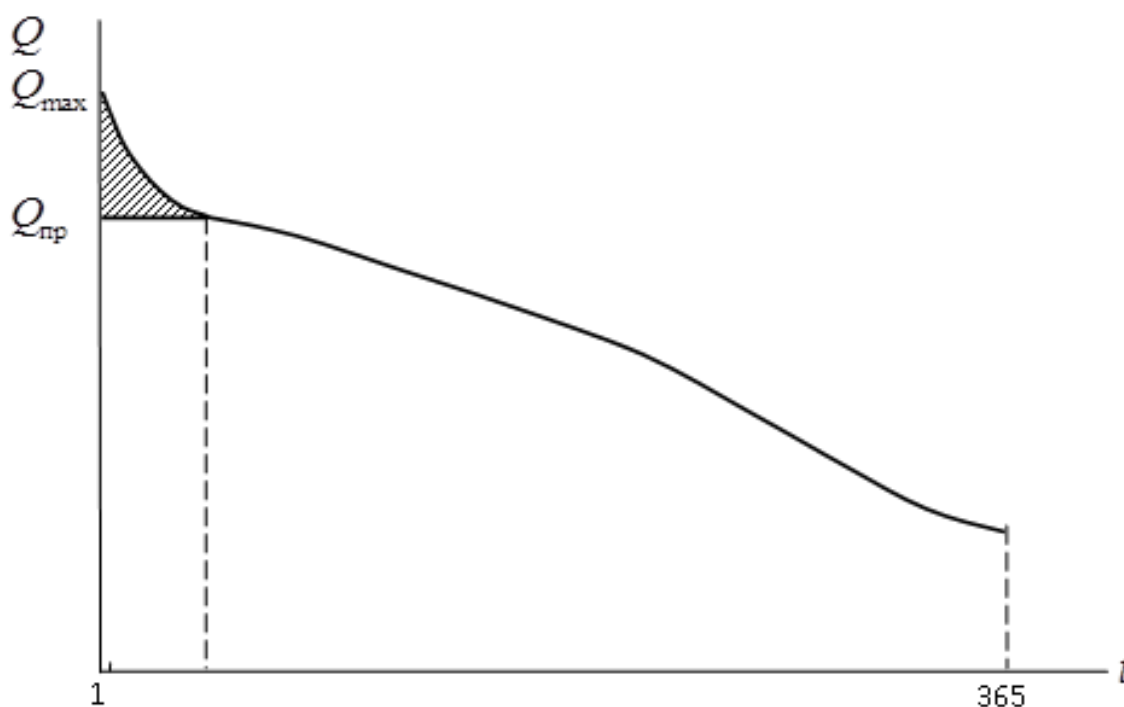


Рисунок 1. Кумулятивная функция спроса

Выявить все факторы, влияющие на исследуемые величины, не представляется возможным из-за многочисленности факторов и широты диапазонов их изменения. Тем не менее, набор объектов исследования (рядов потребления газа) должен быть представительным.

Таким образом, основные цели исследования:

- оценить коэффициент сезонной неравномерности $K_{\text{сез.н.}}$,
- оценить коэффициент суточной неравномерности $K_{\text{сут.н.}}$,
- построить модели, описывающие зависимость спроса на газ от температуры.

Найдя коэффициенты суточной и сезонной неравномерности, получим коэффициент часового максимума (формула (4)) и относительную погрешность его вычисления:

$$\delta_{\text{мах.ч.}} = \delta_{\text{сут.н.}} + \delta_{\text{сез.н.}} \quad (5)$$

Погрешность сезонной неравномерности потребления имеет вид:

$$\delta_{\text{сез.н.}} = k_{0.95} \left(\frac{\sigma_{\text{январ.}} / \sqrt{n_{\text{январ.}}} + \sigma / \sqrt{n}}{\bar{Q}_{\text{январ.}}} \right), \quad (6)$$

где $k_{0.95}$ – 95%-я квантиль стандартного нормального распределения $k_{0.95} = 2$, $\bar{Q}_{\text{январ.}}$ – средний расход в январе; $n_{\text{январ.}} = 31$ – количество суток в январе, $\sigma_{\text{январ.}}$ – стандартное отклонение расхода в январе, \bar{Q} – средний расход за период наблюдений, n – количество суток в период наблюдений, σ – стандартное отклонение расхода в период наблюдений.

Коэффициент сезонной неравномерности. Коэффициенты $K_{\text{сез.н.}}$, $K_{\text{сут.н.}}$ сильно колеблются в зависимости от приведенных выше факторов а) – д). В качестве примера приведем результаты исследования коэффициентов сезонной неравномерности, в случае, когда агрегированными потребителями считаются региона РФ. Группы регионов с одинаковым средним коэффициентом сезонной неравномерности.

Таблица 1. Коэффициенты сезонной неравномерности $K_{\text{сез.н.}}$ и погрешность их определения

№ группы	1	2	3	4	5	6	7
$K_{\text{сез.н.}}$	1,178	1,264	1,333	1,431	1,503	1,586	1,738
$\delta_{\text{сез.н.}}$	1,2%	0,9%	0,7%	0,7%	1,0%	1,2%	2,7%

Регионы разбиты на 7 групп по принципу близости значений величины $K_{\text{сут.н.}}$. Группы ранжированы в порядке увеличения коэффициента.

1-я группа: Кемеровская обл., Хабаровский край, Тюменская обл., Астраханская обл., Архангельская обл., Вологодская обл.;

2-я группа: Сахалинская обл., Новгородская обл., Респ. Коми, Кировская обл., Челябинская обл., Красноярский край, Пермский край, Ленинградская обл., Тульская обл.;

3-я группа: Оренбургская обл., Респ. Башкортостан, Костромская обл., Самарская обл., Свердловская обл., Респ. Татарстан, г. Москва, Тверская обл., Смоленская обл., Рязанская обл., Белгородская обл., Россия, Липецкая обл.;

4-я группа: Воронежская обл., Ставропольский край, Нижегородская обл., Брянская обл., Удмуртская респ., Респ. Мордовия, Томская обл., Карачаево-Черкесская респ., Краснодарский край, Курская обл., Орловская обл., Ярославская обл., г. Санкт-Петербург, Псковская обл.;

5-я группа: Курганская обл., Волгоградская обл., Калининградская обл., Респ. Марий Эл, Тамбовская обл., Московская обл., Владимирская обл., Респ. Саха (Якутия), Новосибирская обл., Калужская обл., Ивановская обл., Ульяновская обл., Омская обл., Чувашская респ.;

6-я группа: Респ. Северная Осетия-Алания, Чеченская респ., Пензенская обл., Ростовская обл., Саратовская обл., Респ. Адыгея, Респ. Дагестан.

7-я группа: Кабардино-Балкарская респ., Респ. Калмыкия.

Эти данные показывают, насколько широки пределы изменения коэффициента и служат аргументом в пользу исследования ретроспективных данных о потреблении при подготовке данных для

принятия решений по структуре и параметрам проектируемой/реконструируемой системы газоснабжения.

Сравнивая результаты с нормативными значениями [1] можно найти относительное отклонение измеренных значений от нормативных. В случае если это отклонение окажется меньше погрешности, можно считать, что реальное положение дел соответствует нормативу. Проведенные исследования ретроспективы потребления конкретных потребителей показали, что несовпадение с нормативом [1] имеет место довольно часто.

Коэффициент суточной неравномерности

Коэффициенты $K_{сут.н.}$ также существенно зависят от конкретных особенностей агрегированного потребителя. Приведем некоторые данные в подтверждение этого тезиса. На рисунке 2 представлена гистограмма распределения $K_{сут.н.}$. Обработывались данные по группе агрегированных потребителей (ГРС) одного из регионов РФ.

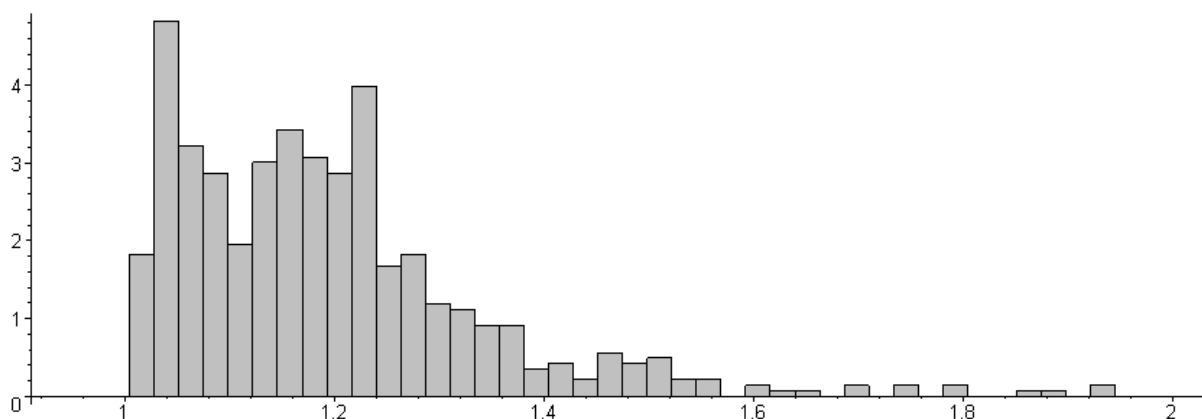


Рисунок 2. Гистограмма распределения коэффициента суточной неравномерности группы агрегированных потребителей одного региона

Как видно из рисунка, коэффициент $K_{сут.н.}$ агрегированных потребителей распределен в довольно широком диапазоне. Потребление некоторых абонентов практически не меняется в течение суток $K_{сут.н.} \approx 1$, тогда как есть потребители, у которых максимальное часовое потребление

почти в 2 раза превышает среднесуточное. Увеличивая гистограмму, получаем следующее распределение: на диапазон $1 \leq K_{\text{сут.н.}} < 1,15$ приходится 21% потребителей, на диапазон $1,15 \leq K_{\text{сут.н.}} \leq 1,40$ – 44%, на диапазон $1,4 \leq K_{\text{сут.н.}}$ – 35%.

При обработке информации не учитывалась структура потребления. Естественно, что $K_{\text{сут.н.}}$ близок к 1 для ГРС, где преобладает потребление промышленными и энергетическими предприятиями. Большие коэффициенты характерны для ГРС с преобладанием секторов комбыт и население. Однако оказалось, что даже у ГРС с одинаковой структурой потребления диапазон изменения $K_{\text{сут.н.}}$ довольно широк. Это свидетельствует о том, что нормативная регламентация коэффициента $K_{\text{max.ч}}$ часто может привести к просчетам, и необходим учет конкретных особенностей агрегированных потребителей экспертным путем.

Коэффициент часового максимума. Таким образом, коэффициент часового максимума естественно оценивать по формуле $K_{\text{max.ч}} = q_{\text{max.ч.янв}} / q_{\text{ср.ч.янв}}$, то есть отношением максимального часового потребления к среднесуточному в самый холодный месяц года. При этом коэффициент $K_{\text{max.ч}}$ будет учитывать изменение потребления за сутки в годовом цикле и изменение часового потребления в суточном цикле.

Отметим, что спрос и потребление газа это не одно и то же. В период повышенного спроса проводится ограничения некоторых потребителей в соответствии с договорами между поставщиком и потребителем. Регулирование имеет место в основном при пиковом спросе в период наибольших холодов. График перевода потребителей на резервное топливо составляется заблаговременно, согласовывается с оператором и утверждается постановлением администрации регионов. Ситуация иллюстрируется рисунком 3, где приведены фактические данные зависимости потребления энергетическим предприятием в зависимости от

температуры. На рисунке 3 изображена также линия регрессии, свидетельствующая о том, что при понижении температуры потребление в среднем уменьшается.

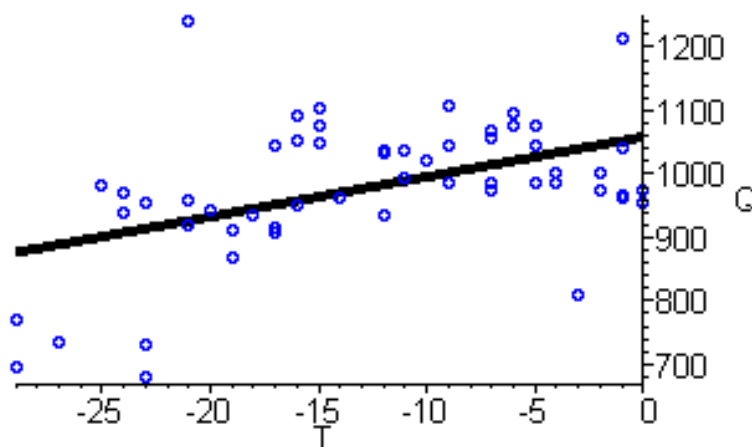


Рисунок 3. Корреляционное поле $T \leftrightarrow Q$ (T , °C – среднесуточная температура воздуха, Q – расход газа через ГРС, тыс. м³)

Факт регулирования потребления вносит коррективы в процедуру определения коэффициента $K_{\text{max.ч}}$, определяющего величину расчетного спроса при проектировании и реконструкции систем газоснабжения.

Выводы

1 Обоснованный выбор прогнозного спроса на газ является необходимым условием принятия правильных решений по структуре и технологическим параметрам территориальных систем магистрального транспорта и распределения газа.

2 Прогнозы следует строить снизу вверх, начиная от конечного потребителя, далее переходя к населенным пунктам, ГРС, регионам, территориям. Нормативным документом, регламентирующим гидравлический расчет и процедуру выбора структуры сети и диаметров трубопроводов, служит свод правил [1].

3 СП 42-101-2003[1] по некоторым положениям является калькой документов, разрабатывавшихся в период становления газовой отрасли и

не отражает реалий текущего момента. Место газовой отрасли в экономике и энергетике страны существенно изменилось, в соответствии с этим следует внести коррективы в норматив [1].

4 Согласно [1] производственные мощности распределительных систем определяются максимальному часовому расходу $K_{\max.ч}$. Основной нормируемой величиной служит коэффициент часового максимума $K_{\max.ч}$. Предлагается изменить расчетную процедуру и определять вместо $K_{\max.ч}$ по таблицам [1] коэффициенты сезонной неравномерности $K_{\text{сез.н.}}$ и суточной неравномерности $K_{\text{сут.н.}}$. За основу следует принять данные о фактическом потреблении аналогичных абонентов. Коэффициенты $K_{\text{сут.н.}}$, $K_{\text{сез.н.}}$ имеют более прозрачное значение, чем коэффициент часового максимума $K_{\max.ч}$.

5 Графики суточного потребления существенно зависят от структуры потребления. Наибольшие значения коэффициентов суточной неравномерности характерны для потребителей агропромышленного комплекса, жилищно-коммунального хозяйства и населения. Наиболее стабильны графики суточного потребления для легкой промышленности, машиностроения и металлообработки, стройиндустрии, прочих отраслей промышленности.

6 Для ГРС, через которые производится снабжение областных центров, городов и населенных пунктов районного масштаба, коэффициент суточной неравномерности большей частью не превышает 1,2. Однако существенная доля ГРС характеризуется коэффициентом $K_{\text{сут.н.}}$ в пределах $1,2 \div 1,4$. Для незначительной части ГРС $K_{\text{сут.н.}}$ превышает 1,4, достигая 2, а в отдельные дни и больше.

7 Внутри групп потребления (по секторам и отраслям промышленности) иногда существует значительный разброс коэффициентов суточной неравномерности.

8 Коэффициенты сезонной неравномерности $K_{\text{сез.н.}}$ агрегированных потребителей (регионов РФ) существенно различаются по регионам, изменяясь в диапазоне 1,1 – 1,8. Наибольшие значения $K_{\text{сез.н.}}$ характерны для южных регионов. Малые значения $K_{\text{сез.н.}}$ характерны для регионов с холодным климатом и некоторых регионов с преобладанием в структуре потребления промышленных предприятий, отличающихся стабильностью потребления в сезонном разрезе. Промежуточное положение занимает большая часть регионов с существенным преобладанием газа в структуре потребления.

9 В связи с изменением структуры потребления значение коэффициента $K_{\text{max.ч}}$ следует эпизодически пересматривать.

10 В отопительный период потребители агломерации работают в режиме жестких ограничений, косвенным свидетельством тому является «сглаженность» графиков потребления. Спрос на энергию удовлетворяется, прежде всего, за счет самого дешевого энергоносителя – газа, то есть в отопительный период спрос превышает фактическую подачу. Увеличение подачи одному из потребителей достигается за счет уменьшения подачи другим потребителям. Особенности регулирования потребления следует учитывать в процедуре выбора прогнозных объемов потребления.

Список используемых источников

1 СП 42-101-2003 Свод правил по проектированию и строительству. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. М.: ЗАО «Полимергаз». ГУП ЦПП. 2003. 208с.

2 СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. 2006. М.: ИРЦ Газпром, 2006. 192 с.

3 Сухарев М.Г., Рухлядко М.Г. Проблемы развития и реконструкции Единой системы газоснабжения. Известия РАН, Энергетика, 2011. №1. С. 95–104.

4 Сухарев М.Г., Рухлядко М.Г. Методы формирования программ оптимального развития и реконструкции Единой и территориальных газотранспортных систем // Территория НЕФТЕГАЗ, 2010. №3. С. 80 – 86.

5 Сухарев М.Г. Шелекета В.С. Системный подход к принятию решений по развитию и реконструкции региональных газотранспортных систем. Тр. Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина. 2010. № 1. С. 58–66.

6 Сухарев М.Г., Кочуева О.Н., Малиновский К.В. Исследование графиков спроса на газ агрегированных потребителей // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 3. С. 40 – 50.

7 Сухарев М.Г. Калинина Э.В., Лапига А.Г. Статистический анализ аварийности газораспределительных систем // Территория НЕФТЕГАЗ, 2010. № 4. С. 16–19.

8 Харин Ю.С. Оптимальность и робастность в статистическом прогнозировании. Минск: БГУ, 2008. 263 с.

9 Сухарев М.Г. Методы прогнозирования. М.: РГУ нефти и газа, 2010. 21 с.

10 Сухарев М.Г., Акоста А.А., Лапегина А.Г. Оперативный прогноз газопотребления с помощью дискретных передаточных функций. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2011. № 10. С. 42 – 48.

11 Аветисов А.Г., Сухарев М.Г., Кравец М.А. Оперативное прогнозирование газопотребления методом «функций с памятью»// Газовая промышленность. 2007. № 9. С. 60 – 62.

12 Трубопроводные системы энергетики: Математическое и компьютерное моделирование //Новицкий Н.Н. [и др.]. Новосибирск: Наука. 2014. 274 с.

References

- 1 SP 42-101-2003 Svod pravil po proektirovaniju i stroitel'stvu. Obshhie polozhenija po proektirovaniju i stroitel'stvu gazoraspredelitel'nyh sistem iz metallicheskih i polijetilenovyh trub. M.: ZAO «Polimergaz». GUP CPP. 2003. 208 s. [in Russian].
- 2 STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Normy tehnologicheskogo proektirovanija magistral'nyh gazoprovodov. 2006. M.: IRC Gazprom, 2006. 192 s. [in Russian].
- 3 Suharev M.G., Ruhljadko M.G. Problemy razvitija i rekonstrukcii Edinoj sistemy gazosnabzhenija. Izvestija RAN, Jenergetika, 2011. №1. S. 95–104. [in Russian].
- 4 Suharev M.G., Ruhljadko M.G. Metody formirovanija programm optimal'nogo razvitija i rekonstrukcii Edinoj i territorial'nyh gazotransportnyh sistem // Territorija NEFTEGAZ, 2010. №3. S. 80 – 86. [in Russian].
- 5 Suharev M.G. Sheleketa V.S. Sistemnyj podhod k prinjatiju reshenij po razvitiju i rekonstrukcii regional'nyh gazotransportnyh sistem. Tr. Rossijskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza im. I.M. Gubkina. 2010. № 1. S. 58–66. [in Russian].
- 6 Suharev M.G., Kochueva O.N., Malinovskij K.V. Issledovanie grafikov sprosa na gaz agregirovannyh potrebitelej // Nauka i tehnika v gazovoj promyshlennosti. 2013. № 3. S. 40 – 50. [in Russian].
- 7 Suharev M.G. Kalinina Je.V., Lapiga A.G. Statisticheskij analiz avarijnosti gazoraspredelitel'nyh sistem // Territorija NEFTEGAZ, 2010. № 4.S. 16–19. [in Russian].
- 8 Harin Ju.S. Optimal'nost' i roblastnost' v statisticheskom prognozirovanii. Minsk: BGU, 2008. 263 s. [in Russian].
- 9 Suharev M.G. Metody prognozirovanija. M.: RGU nefti i gaza, 2010. 19 s. [in Russian].

10 Suharev M.G., Akosta A.A., Lapegina A.G. Operativnyj prognoz gazopotreblenija s pomoshh'ju diskretnyh peredatochnyh funkcij. Avtomatizacija, telemehanizacija i svjaz' v neftjanoj promyshlennosti. 2011. № 10. S. 42 – 48. [in Russian].

11 Avetisov A.G., Suharev M.G., Kravec M.A. Operativnoe prognozirovanie gazopotreblenija metodom «funkcij s pamjat'ju// Gazovaja promyshlennost'. 2007. № 9. S. 60 – 62. [in Russian].

12 Truboprovodnye sistemy jenergetiki: Matematicheskoe i komp'juternoe modelirovanie //Novickij N.N. [i dr.]. Novosibirsk: Nauka. 2014. 274 s. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Кантюков Р. А., канд. техн. наук, генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Казань», г. Казань, Российская Федерация

R.A. Kantyukov Candidate of Engineering Sciences, Director General, Limited Company “Gazprom transgaz Kasan”, Kasan, the Russian Federation

e-mail: info@tattg.gazprom.ru

Сухарев М. Г., д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры «Прикладная математика и компьютерное моделирование» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, Москва, Российская Федерация

M.G. Sukharev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of the Chair “Applied Mathematics and Computer Modelling” Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, the Russian Federation

e-mail: mgsukharev@mail.ru

Мешалкин В.П., д-р техн. наук, профессор, директор МИ-ЛРТИ, заведующий кафедрой Логистики и экономической информатики МХТИ им. Д.И. Менделеева, Москва, Российская Федерация

V.P. Meshalkin, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Director MI-LRTI, Head of the Chair Logistics and Economic Informatics, D. Mendeleev University of Chemical Technology of Russia, Moscow, the Russian Federation
e-mail: clogist@muctr.ru

Гимранов Р.К., главный инженер ООО «Газпром трансгаз Казань», г. Казань, Российская Федерация

R.K. Gimranov, Chief Engineer Limited Company “Gazprom transgaz Kasan”, Kasan, the Russian Federation
e-mail: Gimran@tattg.gazprom.ru

Попов А. Г., ООО «Газпром трансгаз Казань», г. Казань, Российская Федерация

A.G. Popov, Limited Company “Gazprom transgaz Kasan”, Kasan, the Russian Federation
e-mail: info@tattg.gazprom.ru

Рыженков И. В., заместитель генерального директора по ремонту и капитальному строительству ООО «Газпром трансгаз Казань» г. Казань, Российская Федерация

I.V. Ryshenkov, Depute of Chief Engineer, Limited Company “Gazprom transgaz Kasan”, Kasan, the Russian Federation
e-mail: i-ryjenkov@tattg.gazprom.ru