

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ



18+

ВХОДИТ В ПЕРЕЧЕНЬ ВАК · ISSN 2072-2745

ИЗДАЕТСЯ С 2001 ГОДА



76 Методика обеспечения герметичности вибронагруженных фланцевых соединений, подверженных изнашиванию при фреттинге

34 Моделирование условий свинчиваемости высокомоментного резьбового соединения

28 Энергоэффективность использования скважинного нагревателя для борьбы с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями в скважинах

1 2 3 4 **5-6** 7 8 9 10 11 12
2024

УДК 662.691.4

М.В. Дорохова¹, e-mail: M.Dorohova@promgaz.gazprom.ru;

И.В. Тверской¹, e-mail: I.Tverskoy@promgaz.gazprom.ru;

М.М. Цурмилов¹, e-mail: M.Tsurmilov@promgaz.gazprom.ru

EDN: YHQSEN



¹ АО «Газпром промгаз» (Москва, Россия).

Оценка резерва пропускной способности газопровода с учетом нестационарных режимов работы

Согласно действующей нормативной документации выбор технологических параметров газопроводов производится из расчета на максимальную часовую загрузку и допущения о квазистационарном режиме течения газа. Использование данной методики может в определенных случаях приводить к закладыванию избыточных производственных мощностей на стадиях проектирования или реконструкции газопроводов. Так, нестационарный режим работы газопроводов необходимо учитывать при поставке газа от магистрали до газораспределительных станций по газопроводам-отводам ввиду наличия суточной неравномерности газопотребления. Это позволяет оценить резерв их пропускной способности. Запас газа в трубе может компенсировать пик часового потребления, что, в свою очередь, дает обоснование для применения технических решений с меньшими производственными мощностями для обеспечения необходимого уровня поставки газа.

В работе представлены результаты практического использования рекомендации отраслевого норматива по выполнению гидравлических расчетов для протяженных участков газопроводов-отводов с учетом неравномерности газопотребления. Проведенная оценка позволяет более корректно учесть аккумулированные в газопроводе объемы газа, а значит, точнее определить резервы при принятии решения о подключении новых потребителей без реализации дополнительных мероприятий по линейной части.

Дано заключение о возможности оптимизации принимаемых технических решений при проектировании или реконструкции за счет аккумулирующей способности газопровода при учете неравномерности газопотребления. Данное направление может служить предметом дальнейших исследований в целях формирования единой методики определения технически возможной пропускной способности газопроводов, для которых необходимо учитывать неравномерность газопотребления, что позволит избежать некорректного планирования по вновь подключаемым потребителям и закладывания избыточных производственных мощностей.

Ключевые слова: аккумулирующая способность, газопровод, газопотребление, запас газа, квазистационарный режим, нестационарный режим, неравномерность потребления, пропускная способность.

.....

М.В. Дорохова¹, e-mail: M.Dorohova@promgaz.gazprom.ru;

И.В. Тверской¹, e-mail: I.Tverskoy@promgaz.gazprom.ru;

М.М. Цурмилов¹, e-mail: M.Tsurmilov@promgaz.gazprom.ru

¹ Gazprom Promgaz JSC (Moscow, Russia).

Assessment of Gas Pipeline Spare Capacity Considering Non-Steady Operation Modes

According to applicable codes and standards, process parameters of a gas pipeline shall be selected keeping in mind the maximum hourly load and assuming that gas flow is a quasi-steady process. In some cases, this approach results in selecting excessive capacity for a gas pipeline at the design or revamp stages. For instance, non-steady operating mode of a gas pipeline must be considered for gas delivery from a main line to gas distribution stations via branch gas lines as gas consumption may vary from day to day. In this case, one can assess spare capacity of these branches. Excessive gas present in a pipe can be used to cover hourly consumption peaks, which enables implementation of engineering solutions where smaller capacities are used to ensure the required level of gas supply.

The paper presents the results obtained by following recommendations provided in the industry rules, according to which hydraulic calculations for long sections of a gas branch line must consider variations in gas consumption. Data obtained through this assessment enables more correct calculation of the gas volumes accumulated in the pipeline and thus helps to determine spare capacity more accurately when making a decision if the connection of new consumers requires additional actions in the linear section of the pipeline.

The paper concludes that engineering solutions accepted at the design or revamp stage can be optimized by considering the accumulating capacity of a gas pipeline in the context of varying gas consumption. This can be an area for further research to form a common method for determining feasible capacity of gas pipelines, for which varying gas consumption values is a consideration, and, therefore, to avoid errors in planning in terms of newly connected consumers and excessive spare capacity.

Keywords: accumulating capacity, gas pipeline, gas consumption, gas inventory, quasi-steady mode, non-steady mode, varying consumption, capacity.

Развитие экономики страны предусматривает создание новых промышленных объектов, а следовательно, увеличение потребления газа, что требует значительных временных и инвестиционных затрат. В этих условиях актуальной становится задача рационального использования существующих резервов производственных мощностей систем газоснабжения.

Выбор технологических параметров газопроводов-отводов (ГО) в соответствии с нормативами [1, 2] регламентируется на основании расчета на максимальную часовую загрузку при допущении о стационарном режиме работы газопровода. Применение указанного подхода [1] в определенных случаях снижает потенциал эффективного использования существующих производственных мощностей ввиду неточной оценки фактического резерва пропускной способности газопровода. Отсутствие контроля суточной неравномерности потребления газа при проведении расчетов данного параметра для протяженных ГО не позволяет корректно оценить способность газопровода аккумулировать газ, что в конечном итоге приводит к заниженной оценке его резервов при эксплуатации [3].

Нормативом [1] рекомендуется принимать во внимание нестационарный режим работы при поставке газа потребителям для «длинных» ГО при наличии информации о неравномерности газо-

потребления в рамках проведения гидравлических расчетов, что учитывает аккумулирующую способность газопровода при текущих режимах. При этом указанный норматив не регламентирует понятие «длинных ГО» и не конкретизирует, для каких систем газоснабжения целесообразно применение такого подхода.

Цель работы заключается в оценке резерва пропускной способности «длинного» ГО путем применения двух методик:

- методики, регламентированной нормативными документами [1, 2], которая допускает стационарный режим работы газопровода;

- методики, учитывающей неравномерное газопотребление, а следовательно, и аккумулирующую способность газопровода.

Аккумулирующая способность газопровода показывает количество газа, заключенного в трубопроводе, т. е. его запас. Грамотный подход к контролю данной величины важен во многих технологических цепочках газоснабжения потребителей. Запас газа регулярно учитывают при проведении ремонтных работ, технологических переключений и смене режима работы газотранспортной системы во время изменения или внезапного увеличения газопотребления. То есть аккумулирующая способность газопроводов отражает, насколько система транспорта

газа готова к нештатным ситуациям и как быстро она сможет вернуться к нормальному режиму работы. Помимо решения технологических задач диспетчерского управления, актуальными остаются вопросы, связанные с прогнозированием пикового газопотребления, учитывающего аккумулирующую способность газопроводов, поскольку запас газа выступает одним из средств сглаживания неравномерного потребления [4]. Такое исследование позволит получить вывод о целесообразности учета нестационарного режима работы при поставке газа по достаточно протяженным ГО.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве объекта исследования в статье рассматривается действующий протяженный сложный ГО с длиной основного ствола более 630 км и разными диаметрами составляющих газопроводов. Он подводит газ к девяти газораспределительным станциям (ГРС), запланировано подключение еще восьми, а также рост потребления существующими. На рис. 1 представлена действующая, на рис. 2 – планируемая на среднесрочную перспективу схема рассматриваемого ГО.

В работе предложен подход по определению максимально возможных объемов поставки газа на ГРС-6 и ГРС-9 с целью подключения новых потребителей. Он основан на сопоставлении

Ссылка для цитирования (for citation):

Дорохова М.В., Тверской И.В., Цурмилов М.М. Оценка резерва пропускной способности газопровода с учетом нестационарных режимов работы // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2024. № 5–6. С. 50–62. EDN: YHQCN.

Dorohova MV, Tverskoy IV, Tsurmilov MM. Assessment of gas pipeline spare capacity considering non-steady operation modes. *Oil and Gas Territory* [Territorija "NEFTEGAS"]. 2024; (5–6): 50–62. EDN: YHQCN. (In Russian)

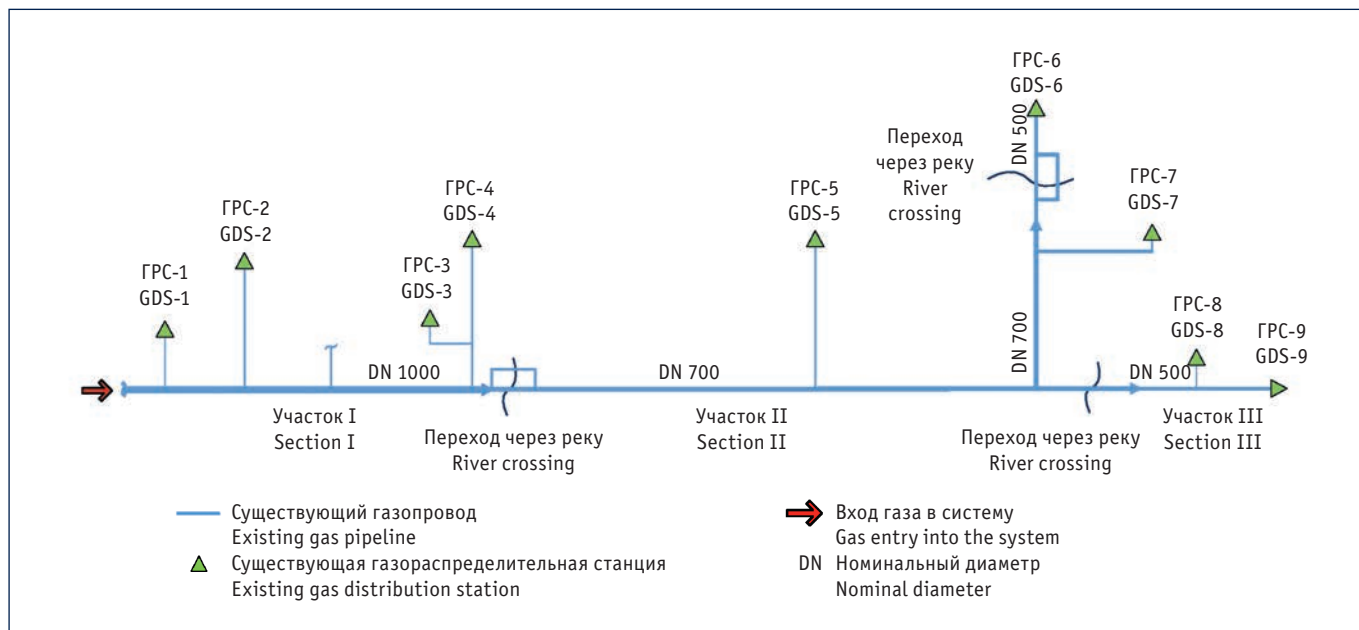


Рис. 1. Схема действующего газопровода-отвода. Здесь и далее ГРС – газораспределительная станция
 Fig. 1. Operating gas branch line. Hereinafter, GDS – gas distribution station

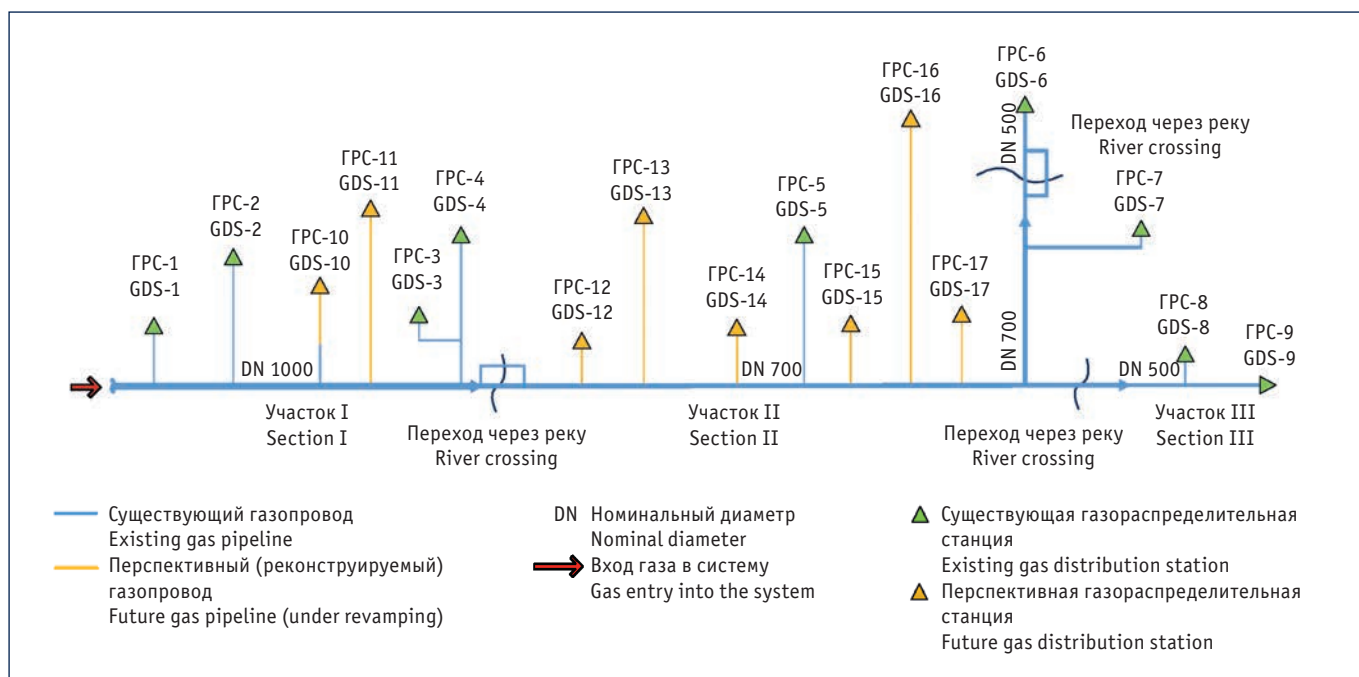


Рис. 2. Схема планируемого газопровода-отвода на среднесрочную перспективу
 Fig. 2. Gas branch line under design – mid-term

результатов гидравлических расчетов по регламентированной методике [1, 2] и моделирования нестационарного суточного режима газопотребления, что рекомендовано нормативом [1] для данного частного случая.

Оценка резервов по подключению новых потребителей описана в стандарте [5], согласно которому пропускная

способность сети газораспределения определяется для совокупности точек подключения к ней потребителей, где для каждого из них принимается максимально возможное количество газа, которое может быть передано в точку подключения при условии обеспечения разрешенных и забронированных часовых расходов газа всем другим точкам

подключения. Рассмотренный в работе подход основывается на принципах, закрепленных в [5].

АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКОГО ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Режимы работы газопроводов обеспечивают поставку газа в соответствии с динамикой газопотребления, которое,



Рис. 3. График газопотребления в годовом разрезе

Fig. 3. Gas consumption throughout the year

Таблица 1. Агрегированные показатели газопотребления за отопительный период 2021 г.

Table 1. Aggregated gas consumption during 2021 heating season

Период Period	Январь January	Февраль February	Март March	Апрель April	Сентябрь September	Октябрь October	Ноябрь November	Декабрь December	2021 г.
Среднее значение за месяц, · 10 ⁶ м ³ /сут Average monthly, · 10 ⁶ m ³ /day	5,70	6,20	4,56	3,59	3,27	3,70	4,40	5,58	3,82
Максимальное значение, · 10 ⁶ м ³ /сут Maximum, · 10 ⁶ m ³ /day	7,23	7,15	5,89	3,98	3,62	4,40	5,76	6,63	7,23
Минимальное значение, · 10 ⁶ м ³ /сут Minimum, · 10 ⁶ m ³ /day	4,33	4,40	3,99	3,28	2,59	3,35	3,63	4,51	1,76
Степень неравномерности Variation	1,67	1,63	1,48	1,2	1,39	1,31	1,59	1,47	4,11

Примечание. 2021 г. характеризуется более низкими температурами отопительного периода по сравнению с предшествующими годами.

Note. In 2021 temperatures during the heating season were lower than in previous years.

как правило, неравномерно. Различают сезонную, суточную и часовую неравномерность поставки газа. Сезонная характеризуется различным потреблением газа летом и зимой и обеспечивается режимами работы компрессорных станций, а также закачкой (отбором) газа в подземные хранилища. Суточная обусловлена различным потреблением по дням недели (будние дни и выходные), а часовая – в дневные и ночные часы.

Часовая неравномерность потребления газа в суточном разрезе главным образом характеризуется цикличес-

костью энергетической потребности населения на бытовые нужды [3]. В утренние и вечерние часы она, как правило, повышается, а в ночные – снижается. Уменьшение расхода в ночное время также характерно для промышленных предприятий не непрерывного цикла. Температурные колебания оказывают влияние на объемы потребления газа. Анализ почасовых графиков потребления газа в суточном разрезе [6, 7] позволяет оценить:

– загрузку рассматриваемого газопровода системы газоснабжения;

– частоту нахождения системы газоснабжения в режиме максимальной часовой загрузки;

– близость режима потребления газа к стационарному;

– возможность учета потенциального запаса газа в трубопроводе, накапливаемого в периоды пониженного потребления газа.

Для рассматриваемой системы газоснабжения проведен анализ неравномерности текущего газопотребления. Системный пик суточного потребления ГО приходится на январь 2021 г. (рис. 3). В годовом разрезе наблюдается

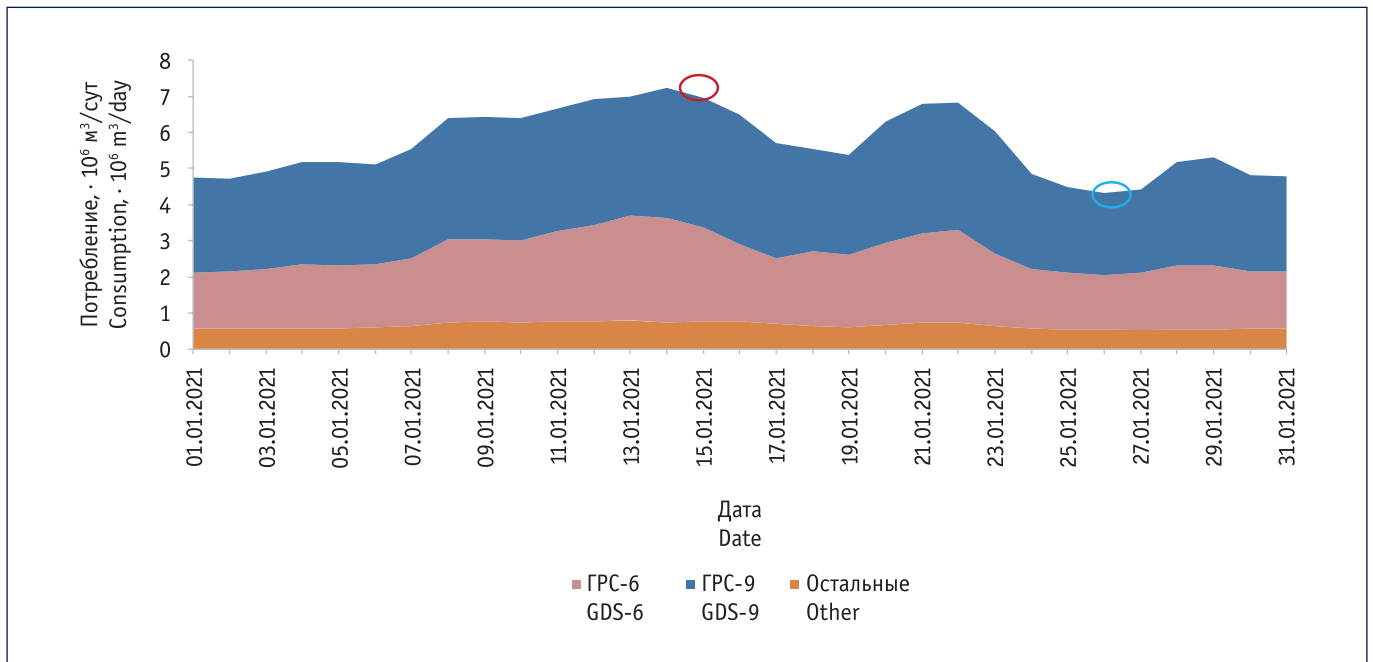


Рис. 4. Поставки газа по ГРС, январь 2021 г.
Fig. 4. Gas supply via various GDS, January 2021

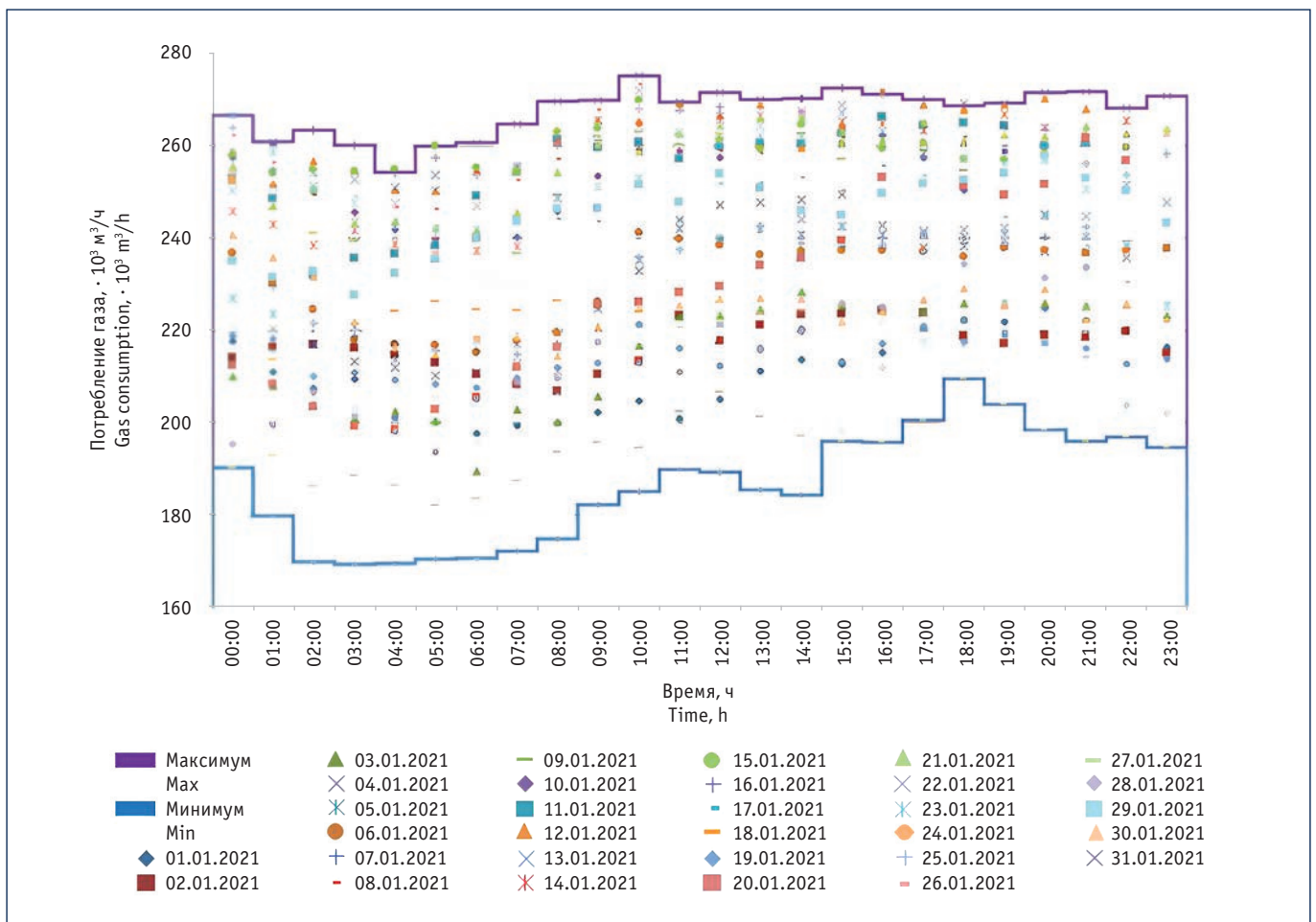


Рис. 5. Данные о часовом потреблении газа, январь 2021 г.
Fig. 5. Hourly gas consumption, January 2021

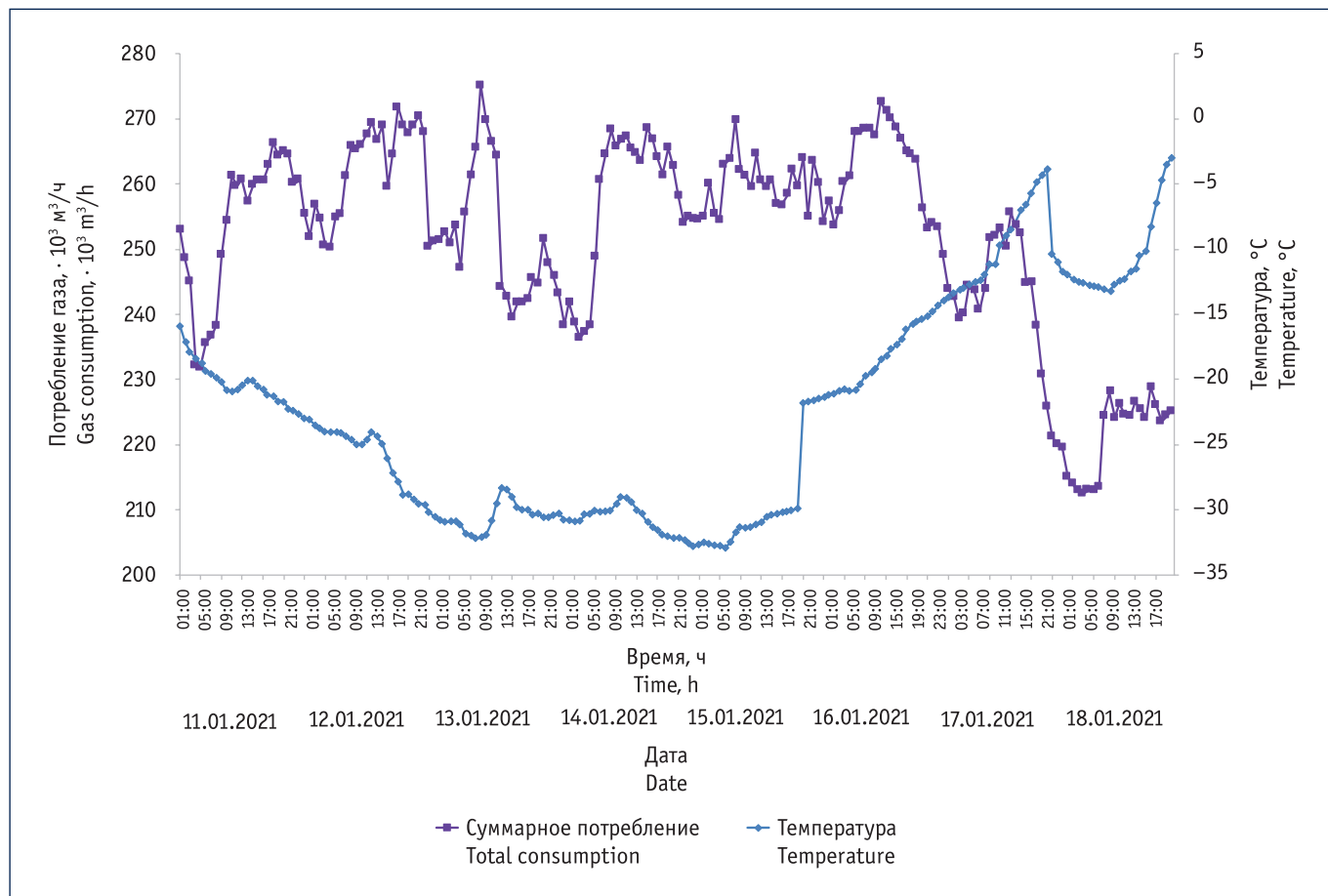


Рис. 6. Динамика газопотребления и температуры окружающей среды в период с 11 по 18 января 2021 г.

Fig. 6. Gas consumption and ambient temperature trends, 11–18 January 2021

характерная сезонная неравномерность, которая, согласно данным табл. 1, в наибольшей степени также приходится на январь и определяется как отношение максимального и минимального значений суточного потребления газа в этот период.

Проведем анализ суточного потребления газа для января, как периода, имеющего максимальную загрузку и характерную неравномерность. Объемы распределения газа по ГРС за январь 2021 г. представлены на рис. 4. Максимум объемов поставки газа пришелся на 14.01.2021, минимум – на 26.01.2021. Суточное распределение газа в данный период показывает, что основные объемы поставки приходятся на ГРС-6 и ГРС-9, которые имеют значительную неравномерность, обладающую схожим характером для обоих объектов, что связано с влиянием температуры на объем газопотребления.

Анализ часового потребления газа в январе (рис. 5) позволяет определить максимальный и минимальный диапазоны по соответствующим максимальным и минимальным значениям в каждом дне месяца. Представленный на рис. 5 график показывает как общий характер, так и особенности режима потребления газа. В первом случае фиксируется снижение газопотребления в период с 00:00 до 09:00. Максимум приходится на 10:00, а в некоторые дни наибольшее часовое потребление наблюдается и в ночное время. Если рассматривать особенности данного процесса по минимальным значениям, то установлено снижение газопотребления в интервалах 00:00–04:00, 12:00–14:00, 19:00–23:00 и его рост в интервалах 05:00–11:00, 15:00–18:00.

Характер газопотребления в течение суток зависит от температурных колебаний окружающей среды. Рассмотрим почасовой анализ газопотребления

с учетом влияния температуры окружающей среды для недели, на которую приходится максимум газопотребления (рис. 6). Снижение температуры с -16 до -33 °C в период с 11 по 15 января 2021 г. характеризовалось увеличением потребления газа. Пик наблюдался 13.01.2021 в 10:00 и совпадал с минимумом температуры окружающей среды за рассматриваемый промежуток времени. Рост потребности в природном газе не везде подтверждается снижением температуры окружающей среды:

- 16.01.2021 – температура повышается, а потребление газа остается на высоком уровне и снижается только во второй половине суток, что объясняется инерционностью системы;
- 17.01.2021 – снижается уровень газопотребления с повышением температуры окружающего воздуха;
- 18.01.2021 – незначительное падение температуры окружающего воздуха

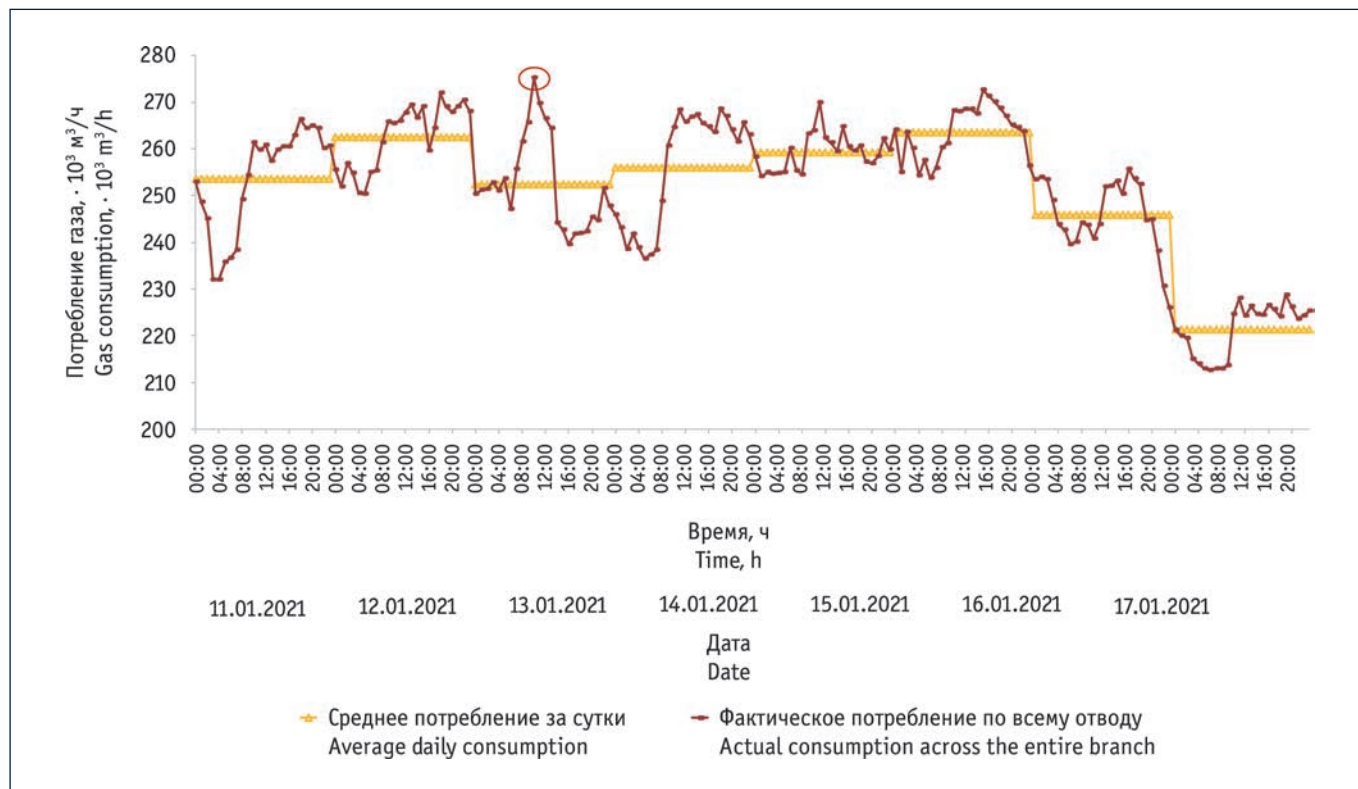


Рис. 7. Динамика часового и среднесуточного газопотребления в период максимального спроса с 11 по 18 января 2021 г.

Fig. 7. Hourly and average daily gas consumption trends during the peak demand period, 11–18 January 2021

сопровождается также незначительным ростом газопотребления.

Сравнение часовых объемов потребления газа в течение суток с их среднесуточными значениями в рассматриваемый период приведено на рис. 7. По графику видно, что режим работы системы далек от стационарного, в период с 11 по 18 января 2021 г. наблюдаются значительные отклонения часовых значений от среднесуточных.

По результатам анализа неравномерности газопотребления для оценки резерва пропускной способности ГО в качестве исходных данных принято часовое потребление газа в период с 11 по 18 января, характеризующее максимальный режим (табл. 2). Наибольшее превышение газопотребления над среднесуточным наблюдается 13.01.2021. Пиковые значения коэффициента суточной неравномерности потребления газа, которое характеризует степень его неравномерности, приходятся на 11–14 января и достигают 1,15, что может способствовать накоплению значительного количества газа в трубопроводе. С 15 по 16 января фик-

сируется стабильное и относительно высокое потребление.

ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ГАЗА В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ УВЕЛИЧЕННОМ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИИ

Принцип аккумуляции газа заключается в том, что при увеличении разности количества поступающего и потребляемого вещества происходит повышение среднего давления в трубопроводе и, следовательно, количества газа, в нем содержащегося. Когда в течение суток потребление возрастает, среднее давление по трубопроводу снижается и количество накопленного газа уменьшается. Для данного ГО рассмотрим подход к моделированию нестационарного режима работы при характерном неравномерном газопотреблении в наиболее загруженный период для оценки максимально возможной загрузки системы при фактически наблюдаемых граничных условиях: давлении на входе в ГО и минимально допустимом давлении на входе в ГРС.

Как было выявлено ранее, основные объемы поставки газа приходятся на потребителей, находящихся в конце отвода, а именно ГРС-6 и ГРС-9. Для упрощения моделирования возможных перспективных режимов работы рассматриваемой системы газоснабжения величина газопотребления на остальных ГРС принята постоянной с учетом ожидаемого увеличения потребления газа по информации о существующих и потенциальных потребителях. Расчеты проведены отдельно для ГРС-9 и ГРС-6 с граничными условиями по минимально допустимому давлению на входе. Для проведения технологического моделирования режимов работы рассматриваемого ГО в настоящей работе использован программно-вычислительный комплекс «Волна», разработанный в Российском Федеральном Ядерном Центре – Всероссийском научно-исследовательском институте технической физики имени академика Е.И. Забабахина. Проведено моделирование нестационарного режима работы рассматриваемой системы [8, 9] при следующих допущениях:

Таблица 2. Максимальное отклонение часового потребления газа от среднесуточного значения и степень неравномерности газопотребления за январь 2021 г.

Table 2. Maximum deviation of hourly gas consumption from average daily rate, and variations in gas consumption in January 2021

Дата Date	11.01.2021	12.01.2021	13.01.2021	14.01.2021	15.01.2021	16.01.2021	17.01.2021	18.01.2021
Среднее значение, · 10 ³ м ³ /ч Average, · 10 ³ m ³ /h	255,0	262,2	252,4	256,0	259,4	263,3	245,9	216,3
Максимальное значение, · 10 ³ м ³ /ч Maximum, · 10 ³ m ³ /h	266,3	271,9	275,2	268,5	269,9	272,6	255,6	228,8
Минимальное значение, · 10 ³ м ³ /ч Minimum, · 10 ³ m ³ /h	232,0	250,3	239,5	236,4	254,0	253,3	225,9	207,6
Степень неравномерности Variation	1,14	1,09	1,15	1,14	1,06	1,08	1,13	1,10

Таблица 3. Результаты расчета запаса газа на конец суток для участков газопровода-отвода

Table 3. Calculated gas inventory in various sections of the gas branch line at the end of day

Номинальный диаметр Nominal diameter	Длина, км Length, km	Запас газа на конец суток, · 10 ⁶ м ³ Gas inventory at the end of day, · 10 ⁶ m ³							
		11.01.2021	12.01.2021	13.01.2021	14.01.2021	15.01.2021	16.01.2021	17.01.2021	18.01.2021
1000	147,0	246,5	246,8	246,8	246,8	246,8	246,8	247,1	247,2
700	448,5	293,9	294,8	294,0	293,8	293,9	294,8	295,9	296,3
500	43,3	6,5	6,6	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6

– потребление в течение каждого часа постоянно (принята кусочно-постоянная аппроксимация);

– прогнозное газопотребление в течение суток повторяет характер фактического газопотребления в соответствии с рис. 7;

– прогнозные температурные колебания окружающей среды сохраняют характер фактического изменения температуры в соответствии с рис. 6. Граничными условиями для оценки максимально возможного прироста потребления газа служат:

– давление на входе в ГО, равное 5,98 МПа (изб.), что соответствует фактическому режиму;

– минимально допустимое давление газа на входе в ГРС-9, равное 2,45 МПа (изб.);

– изменение газопотребления на ГРС-6 в каждый моделируемый час в соответствии с рассмотренным режимом.

В соответствии с Р Газпром 2–3.5–433–2010 [9] выполнена адаптация расчетной модели к фактическим режимам работы в период максимальной загрузки системы с целью определения следующих параметров:

– коэффициенты гидравлической эффективности линейной части ГО;

– коэффициенты теплопередачи от газа в окружающую среду.

В табл. 3 представлены результаты оценки изменения количества газа в ГО с учетом нестационарного режима газопотребления по участкам (рис. 1). Показано, что количество находящегося в трубопроводе газа зависит не только от режима работы рассматриваемой системы газоснабжения, но и от его геометрических параметров: длины и диаметра. Так, согласно рис. 1 значения запаса газа на участках ГО I и II практически сопоставимы, но при этом первый характеризуется большим диаметром, но меньшей длиной по сравнению со вторым. В свою очередь, участок III имеет наименьший диаметр и длину, но на него приходится большой объем газопотребления. Таким образом, количество газа, накопленного на нем, существенно ниже, чем на участках I и II. Изменение запаса газа на участке III, находящемся в конце газопровода, от которого запитана ГРС-9, показано на рис. 8. На данном графике прослеживается тенденция накопления газа при увеличении среднего давления, которое происходит в период снижения газопотребления. В пиковый период с 13 по 15 января 2021 г. наблюдается снижение количества газа в газопроводе. На рис. 9 представлены результаты моделирования фактического режима потребления для ГРС-9 с использова-

нием стандартной методики расчета, а также с учетом нестационарного режима газопотребления при давлении на входе в ГО, равном 5,98 МПа (изб.). Установлено, что на ГРС-9 величина потенциально возможного газопотребления при расчете по регламентированной стандартной методике [1] меньше, чем при учете неравномерного потребления газа. Особенность первого способа заключается в том, что при моделировании используется максимальное часовое газопотребление, что снижает возможный прирост уровня поставки газа для рассматриваемой ГРС. Также получено, что при проведении расчетного моделирования с учетом неравномерности газопотребления поставки газа на ГРС-9 могут быть увеличены в 2 раза по сравнению с фактическим режимом газопотребления. Это происходит вследствие учета имеющегося резерва, который характеризуется геометрическими параметрами ГО и граничными условиями по давлению газа на входе и выходе и подтверждает значительный резерв пропускной способности в пиковый период газопотребления. Аналогичный расчет, учитывающий нестационарный режим работы, выполнен для ГРС-6 с ограничением по минимально допустимому давлению на входе в ГРС, равному 2,38 МПа (изб.).

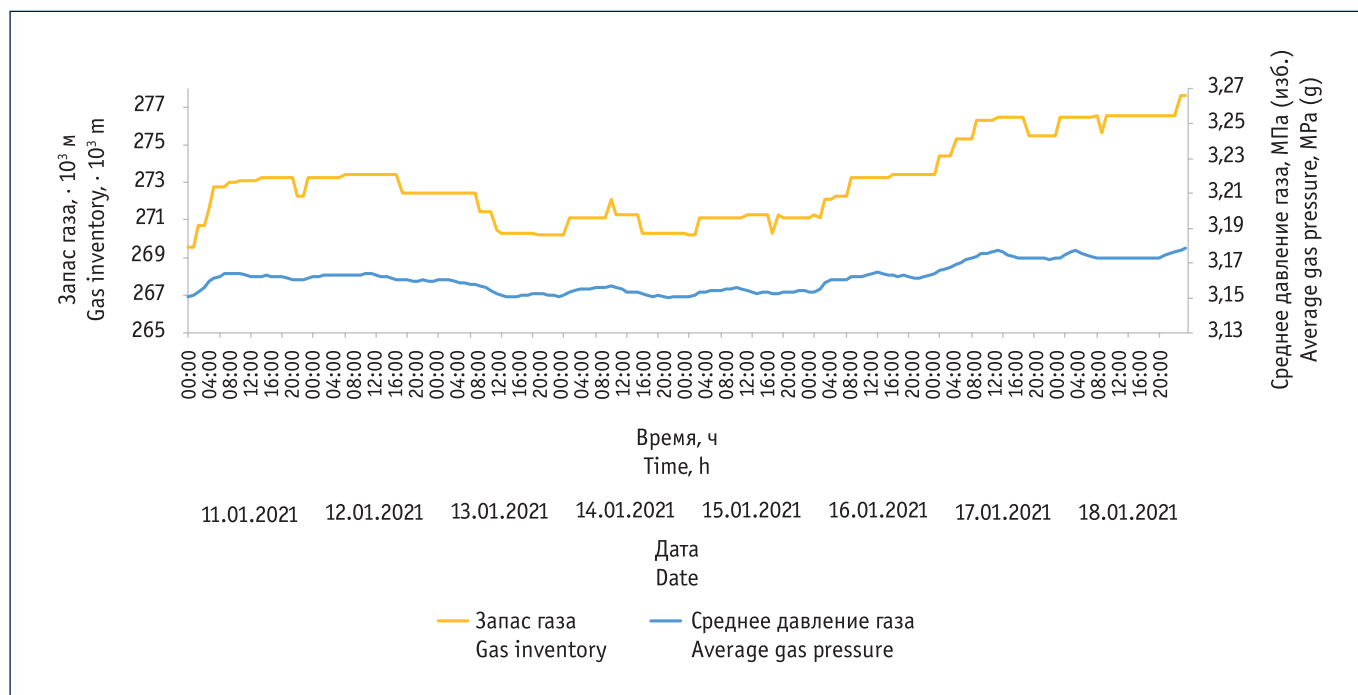


Рис. 8. Динамика количества аккумулированного газа и среднего давления на участке III (номинальный диаметр 500) газопровода-отвода за период с 11 по 18 января 2021 г.

Fig. 8. Accumulated gas and average pressure trends in Section III (nominal diameter 500) of the gas branch line, 11–18 January 2021

В работе также проведена оценка максимально возможных дополнительных объемов поставки газа на ГРС-6 и ГРС-9 при фактическом режиме потребления при моделировании стационарного (согласно регламентированной методике) и нестационарного режимов работы. В табл. 4 представлено сравнение фактического потребления газа рассматриваемыми ГРС с полученными результатами. Проведенный расчет позволяет оценить реальный резерв пропускной способности ГО и корректно спланировать подключение к нему новых потребителей на среднесрочную перспективу, что необходимо учитывать при диспетчерском управлении режимами работы газопровода. Так, в сравнении со стандартной методикой расчета учет суточной неравномерности газопотребления позволяет увеличить максимальную часовую поставку газа для ГРС-6 на 7,5 %, а для ГРС-9 – почти на 5 %. На основе анализа фактических данных для ГРС-9 выявлен период с 14 по 16 января 2021 г. со стабильно высоким уровнем потребления газа, смоделирован сценарий «стресс-режима», когда такое значение сохраняется в течение пяти дней, с использованием вышеописанного

подхода и допущений. По результатам расчета получено (рис. 10), что в данном режиме также обеспечивается прирост поставок газа с учетом обеспечения минимально допустимого давления на входе в ГРС. Увеличение газопотребления за 17–18 января 2021 г., в течение которых наблюдается провал, в таком сценарии будет на 0,42 млн. м³ меньше, чем при реализации фактического режима, рассмотренного выше (рис. 9).

ОЦЕНКА РЕЗЕРВА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ГАЗОПРОВОДА-ОТВОДА ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ

Проверим возможность дополнительной поставки за счет образовавшегося запаса газа в период с 11 по 14 января 2021 г. с учетом сохранения высокого уровня потребления газа 15–16 января при подключении новых потребителей, предусмотренных планами на среднесрочную перспективу. Резерв пропускной способности (Δ_i , м³/сут) определяется по следующей формуле:

$$\Delta_i = q_i^{\text{расч}} - q_i^{\text{факт}},$$

где $q_i^{\text{расч}}$ – потенциально возможный объем поставки газа на входе i -й ГРС, м³/сут; $q_i^{\text{факт}}$ – фактический объем поставки газа на входе i -й ГРС, м³/сут. Определим технически возможную пропускную способность (ТВПС) ГО для перспективного потребления с учетом новых пользователей и максимального объема газа, который можно поставить по ГО к наиболее удаленным ГРС-6 и ГРС-9 при следующих граничных условиях:

- давление на входе ГО соответствует максимально допустимой величине;
- давление на выходах ГО соответствует минимально допустимым значениям;
- прогнозируемое газопотребление в течение суток повторяет характер фактического газопотребления в соответствии с рис. 7.

Для расчетного периода, в котором загрузка ГО максимальна, были проведены расчеты ТВПС ГО по двум подходам:

- с допущением о стационарном режиме работы ГО, при этом на каждой ГРС принимается максимальное часовое потребление в соответствии с Р Газпром 8–018–2021 [10];
- с учетом нестационарного режима работы ГО, где учитывается аккумулирующая способность протяженного газо-

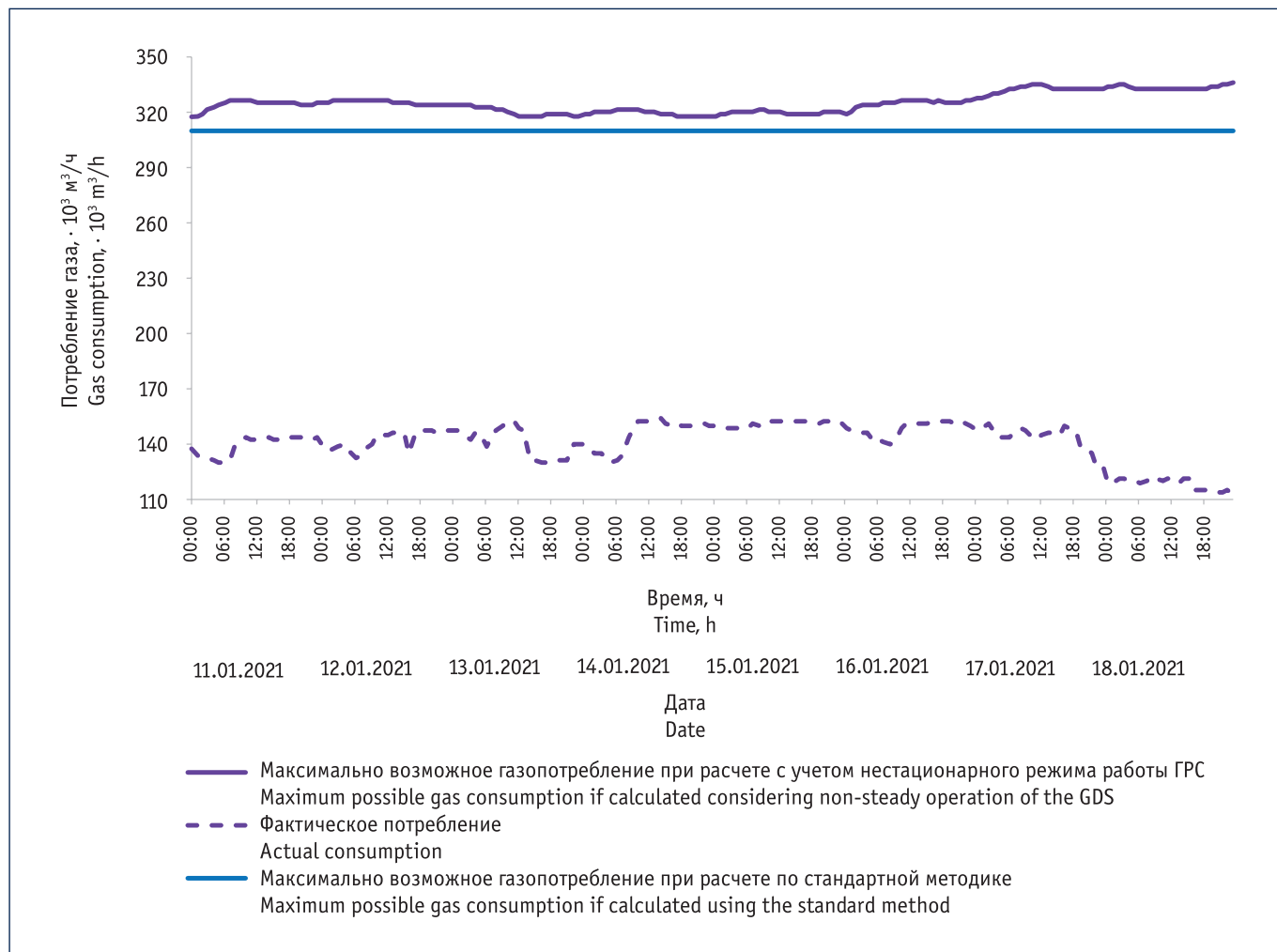


Рис. 9. Фактическая и потенциально возможная часовая поставка газа (расчет по модели) на ГРС-9
 Fig. 9. Actual and maximum possible hourly gas supply (model calculations) to GDS-9

провода. Для данного подхода также приняты допущения о том, в течение каждого часа газопотребление не изменяется и характер перспективного газопотребления и температурных колебаний окружающей среды соответствует фактическому.

На основании полученных ранее данных количество аккумулированного газа в трубопроводе зависит от его геометрических параметров, а также от максимально допустимого давления в газопроводе, определяющегося несущей способностью трубы, и минимально допустимого давления на входе ГРС. Учет запаса газа в газопроводе позволяет обоснованно увеличить расчетный резерв пропускной способности и обеспечить пиковое потребление. При проведении вычислений приняты следующие граничные условия:

– давление на входе в ГО – 7,16 МПа (изб.);

– минимально допустимое давление на входе ГРС-6 – 2,38 МПа (изб.);

– минимально допустимое давление на входе ГРС-9 – 2,45 МПа (изб.).

При оценке резерва пропускной способности в нестационарном режиме работы ГО берется минимальная величина возможных объемов дополнительной поставки газа на ГРС. Также предполагается, что в течение часа потребление газа не меняется, т. е. используется кусочно-постоянная аппроксимация. Результаты оценки возможных объемов одновременной поставки газа на ГРС-6 и ГРС-9 по сравнению с фактическим потреблением представлены в табл. 5. Показано, что расчет нестационарного режима обеспечивает больший прирост от фактического потребле-

ния для ГРС-6 и ГРС-9 по сравнению со стационарным. На рис. 11 проведено сравнение часового потребления по ГРС-9 и суммарно по ГРС-6 и ГРС-9 в стационарном режиме и с учетом нестационарного режима работы ГО в сравнении с фактическим потреблением газа. Расчет по второму варианту показывает прирост возможного объема поставки газа на 12,2 % по ГО к ГРС-9; расчет, проведенный в стационарном режиме по максимальной часовой загрузке потребителей, – на 4,0 % от фактического объема поставки газа. Минимально гарантированный объем, который можно поставить суммарно на рассматриваемые ГРС, на 14,2 % превышает итоговый объем поставок при моделировании сценария с допущением о стационарном режиме газопотребления.

Таблица 4. Потенциально возможные дополнительные суточные объемы поставки газа при фактическом давлении на входе газопровода-отвода
Table 4. Potential additional daily gas supplies at actual pressure at the inlet of the gas branch line

ГРС GDS	Максимальное фактическое потребление, · 10 ³ м ³ /ч Maximum gas consumption, · 10 ³ m ³ /h	Стационарный режим Steady mode		Нестационарный режим Non-steady mode		Прирост, % Increase, %
		Потребление, · 10 ³ м ³ /ч Consumption, · 10 ³ m ³ /h	Суммарный объем газа за 11–18 января 2021 г., · 10 ⁶ м ³ Total gas volume, January 11–18 2021, · 10 ⁶ m ³	Максимальное потребление, · 10 ³ м ³ /ч Maximum consumption, · 10 ³ m ³ /h	Суммарный объем газа за 11–18 января 2021 г., · 10 ⁶ м ³ Total gas volume, January 11–18 2021, · 10 ⁶ m ³	
ГРС-6 GDS-6	89,3	264,6	44,5	284,8	77,2	7,5
ГРС-9 GDS-9	154,0	309,9	51,1	325,0	62,1	4,9

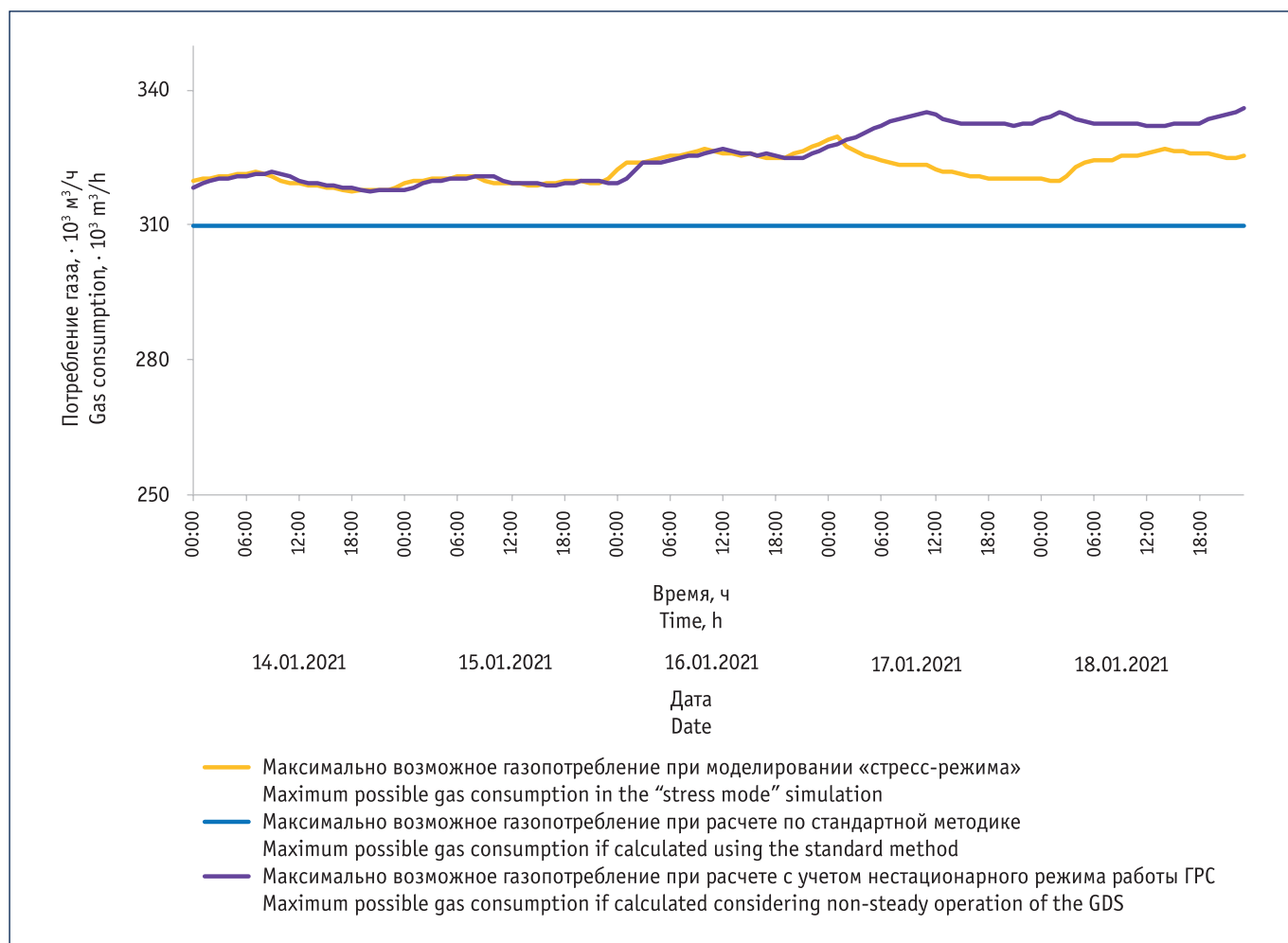


Рис. 10. Результаты моделирования перспективного часового режима газопотребления и «стресс-режима» для ГРС-9
Fig. 10. Simulated data for perspective hourly gas consumption and “stress mode” for GDS-9

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложен и реализован подход к оценке ТВПС протяженного ГО с учетом неравномерного газопотребления, это рекомендовано отраслевым нормативом [1], но порядок его выполнения не регламентирован.

Аккумулирующая способность газопроводов при неравномерных режимах потребления позволяет обоснованно оценить резервы – запас газа в периоды снижения потребности – и впоследствии использовать его для организации дополнительных

объемов поставки новым потребителям без выполнения мероприятий по увеличению пропускной способности. Предлагаемый подход обоснован моделированием нестационарного режима на действующем объекте.

Таблица 5. Результаты оценки резерва пропускной способности газопровода-отвода к газораспределительным станциям ГРС-6 и ГРС-9
Table 5. Calculated spare capacity of the gas branch line to GDS-6 and GDS-9 gas distribution stations

Потребитель Consumer	$q_i^{факт}, \cdot 10^6$ $m^3/сут$ $q_i^{act}, \cdot 10^6$ m^3/day	$q_i^{расч}, \cdot 10^6 m^3/сут$ $q_i^{pot}, \cdot 10^6 m^3/day$							
		Стационарный режим Steady mode		Нестационарный режим Non-steady mode					
		Пиковое потребление, $\cdot 10^6 m^3/сут$ Peak consumption, $\cdot 10^6 m^3/day$	$\Delta, \cdot 10^6$ $m^3/сут$ (m^3/day)	11.01.2021	12.01.2021	13.01.2021	14.01.2021	15.01.2021	$\Delta_{мин}, \cdot 10^6$ $m^3/сут$ $\Delta_{min}, \cdot 10^6$ m^3/day
ГРС-6 GDS-6	0,39	4,11	3,72	4,44	4,42	4,45	4,40	4,45	4,01
ГРС-9 GDS-9	3,61	3,77	0,16	4,16	4,37	4,06	4,05	4,07	0,44

Примечание. Δ – резерв пропускной способности при моделировании стационарного режима работы газопровода-отвода; $\Delta_{мин}$ – минимально гарантированный резерв пропускной способности при моделировании нестационарного режима работы газопровода-отвода; $q_i^{расч}$ – потенциально возможный объем поставки газа на входе i -й газораспределительной станции; $q_i^{факт}$ – фактический объем поставки газа на входе i -й газораспределительной станции.

Note. Δ – spare capacity obtained by simulating steady mode of gas branch line operation; $\Delta_{мин}$ – minimum guaranteed capacity obtained by simulating non-steady mode of gas branch line operation; $q_i^{расч}$ – potential gas supply at the inlet of the i th gas distribution station; $q_i^{факт}$ – actual gas supply at the inlet of the i th gas distribution station.

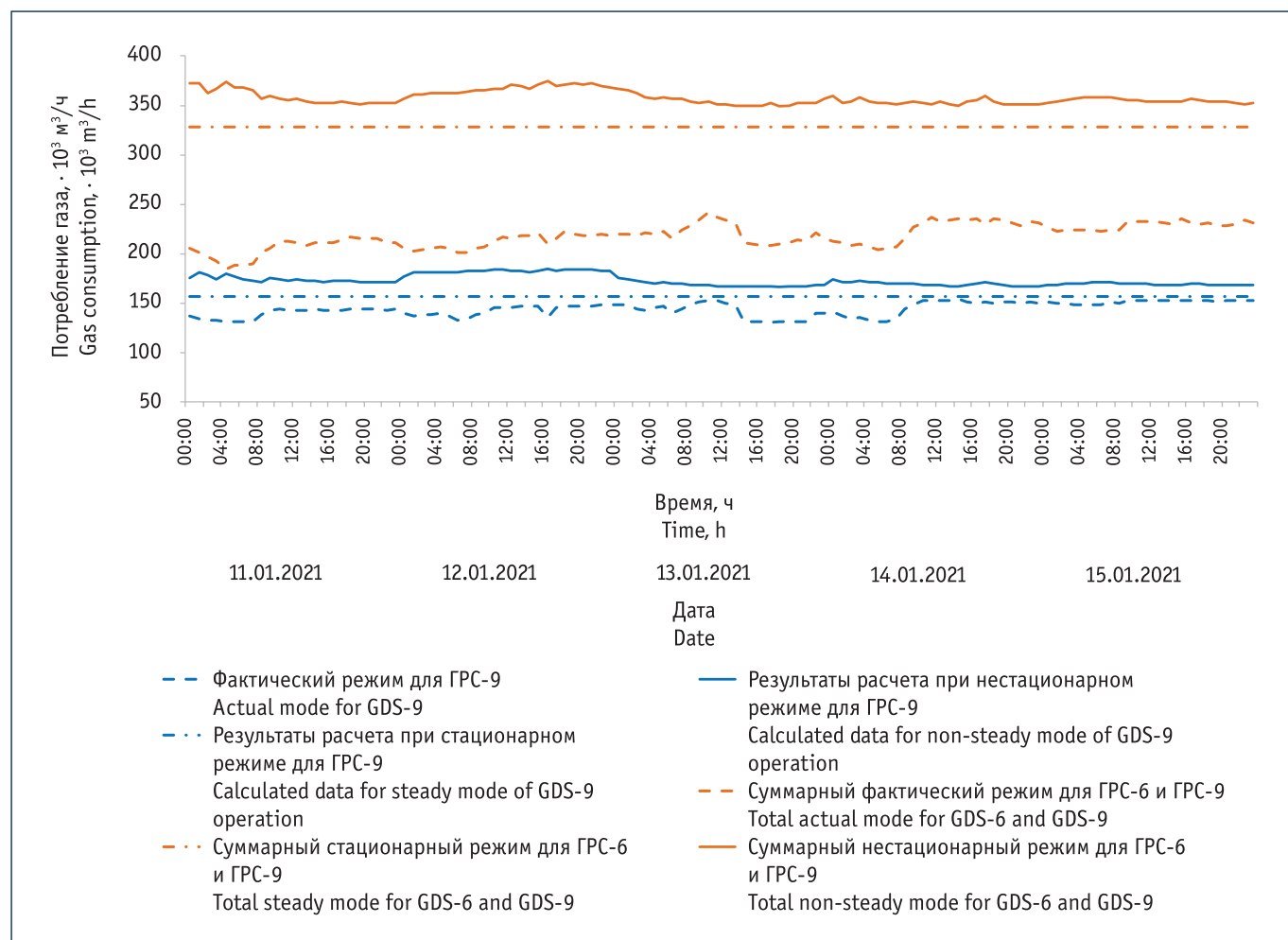


Рис. 11. Фактические и потенциально возможные часовые объемы поставки газа на ГРС-9 и суммарно на ГРС-6 и ГРС-9

Fig. 11. Actual and possible hourly gas supply to GDS-9, and GDS-6 and GDS-9 in total

Аккумулирующие возможности газопровода зависят от его протяженности, диаметра и фактического давления на входе и определяют целесообразность применения нестационарных режимов для выявления дополнительных резервов для поставки газа потребителям. В настоящее время не регламентированы технические параметры

ГО, для которых учет нестационарного режима работы будет иметь значительный эффект, а также соотношения максимальных и минимальных объемов, при которых результат учета неравномерности газопотребления будет максимальным.

Это направление перспективно для дальнейших исследований с целью

формирования единой методики определения ТВПС протяженных ГО, которые характеризуются достаточным резервом пропускной способности. Учет неравномерности газопотребления для указанных ГО позволит избежать избыточных мероприятий по их развитию для подключения новых потребителей.

Литература:

1. Р Газпром 091–2010. Оптимизация развития территориальных (межрегиональных) систем газоснабжения с учетом синхронизации их развития с ЕСГ, технического состояния, повышения эффективности использования действующих мощностей // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 12.05.2024). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.
2. СТО Газпром 2-3.5-051–2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 12.05.2024). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.
3. Сухарев М.Г., Самойлов Р.В. Анализ и управление стационарными и нестационарными режимами транспорта газа. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. 399 с. EDN: UOWMRY.
4. Кисленко Н.А., Казак А.С., Косова К.О. Анализ ретроспективных данных по динамике запаса газа в зависимости от балансовых показателей режимов эксплуатации ГТС // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2020. № 3 (560). С. 6–16. DOI: 10.33285/0132-2222-2020-3(560)-6-14. EDN: PHLROD.
5. СТО Газпром Газораспределение 12.1–2013. Диспетчерское управление. Процессы. Процесс работы с данными. Определение пропускной способности, расчет свободных мощностей газопроводов // ОАО «Газпром газораспределение»: офиц. сайт. URL: <https://gazoraspredelenie.gazprom.ru/> (дата обращения: 12.05.2024). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.
6. Зюев А.М., Васенин А.Б., Степанов С.Е. и др. Технико-технологические возможности регулирования краткосрочной неравномерности потребления газа // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2023. № 1 (51). С. 26–35. EDN: GIOMTN.
7. Дорохова М.В., Федоров М.В. Оценка резервов пропускной способности газопровода с учетом нестационарных режимов работы // Новые технологии в газовой промышленности: газ, нефть, энергетика: тез. докл. XIV Всеросс. конф. молодых ученых, специалистов и студентов / отв. ред. В.Г. Мартынов. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. С. 171–172. EDN: TUTHNC.
8. Лурье М.В. Теоретические основы трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа. М.: Недра, 2017. 477 с. EDN: OTUFTW.
9. Р Газпром 2-3.5-433–2010. Методика по проведению гидравлических расчетов и определению технически возможной производительности эксплуатируемых систем магистральных газопроводов // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 12.05.2024). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.
10. Р Газпром 8-018–2021. Методика оценки пропускной способности и производительности магистральных газопроводов и газопроводов-отводов // ПАО «Газпром»: офиц. сайт. URL: <https://www.gazprom.ru/> (дата обращения: 12.05.2024). Режим доступа: по особым условиям в локальной сети владельца.

References:

1. OAO Gazprom (open joint stock company). *R Gazprom 091–2010 (guidelines). Optimization of regional (trans-regional) gas supply systems considering requirement to synchronize their development with the Unified Gas Supply System, their technical condition, better utilization of existing capacities.* Available from: <https://www.gazprom.ru/> [Accessed: 12 May 2024]. (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)
2. Gazprom. *STO 2-3.5-051–2006 (company standard). Process design code for main gas pipelines.* Available from: <https://www.gazprom.ru/> [Accessed: 12 May 2024]. (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)
3. Sukharev MG, Samoylov RV. *Analysis and Management of Steady and Non-Steady Modes of Gas Transportation.* Moscow: Gubkin University; 2016. EDN: UOWMRY. (In Russian)
4. Kislenco NA, Kazak AS, Kosova KO. Analysis of retrospective data on changes in time of the gas accumulated quantity depending on the balance characteristics of a gas transmission system (GTS) operational mode. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry [Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti]*. 2020; 560 (3): 6–16. [https://doi.org/10.33285/0132-2222-2020-3\(560\)-6-14](https://doi.org/10.33285/0132-2222-2020-3(560)-6-14). EDN: PHLROD. (In Russian)
5. OAO Gazprom Gazoraspredeleniye (open joint stock company). *STO Gazprom gazoraspredeleniye 12.1–2013 (company standard). Dispatcher control. Processes. Data handling process. Capacity estimation, calculation of spare capacity of a gas pipeline.* Available from: <https://gazoraspredelenie.gazprom.ru/> [Accessed: 12 May 2024]. (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)
6. Zyuzev AM, Vasenin AB, Stepanov SE, Borisov MA, Kirillov AV, Kryukov OV. Technical and technological capabilities short-term regulation irregular gas consumption. *Automation and IT in the Oil and Gas Area [Avtomatizatsiya i IT v neftegazovoy oblasti]*. 2023; 51(1): 26–35. EDN: GIOMTN. (In Russian)
7. Dorokhova MV, Fedorov MV. Assessment of gas pipeline spare capacity considering non-steady operation modes. In: Martynov VG (ed.) *New technologies in gas industry: Gas, oil, power generation: Abstracts of XIV All-Russian Conference of Young Scientists, Engineers and Students, 14–18 November 2022, Moscow, Russia.* Moscow: Gubkin University; 2012. p. 171–172. EDN: TUTHNC (In Russian)
8. Lurie MV. *Theoretical Basis for Oil, Oil Products and Gas Pipeline Transportation.* Moscow: Subsoil [Nedra]; 2017. EDN: OTUFTW. (In Russian)
9. Gazprom. *R Gazprom 2-3.5-433–2010. Methodology for hydraulic calculation and assessment of feasible capacity of operated main gas pipeline systems.* Available from: <https://www.gazprom.ru/> (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)
10. PJSC Gazprom. *R Gazprom 8-018–2021. Methodology for assessing capacity of main gas pipelines and branch lines.* Available from: <https://www.gazprom.ru/> (Accessible under specific conditions in the owner's local area network; in Russian)