

УДК 519.63:519.85:533.532.542

# ОБ ОДНОЙ СТРАТЕГИИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

*Приведена раціональна стратегія рішення задачі оперативного планування режимів транспорту і розподілу природного газу в ГТС, що дозволяє істотно спростити метод рішення задачі і значно підвищити усі технічні і економічні показники планованих режимів*

*Ключові слова: стратегія, оптимізація, оперативне планування режимів, газотранспортна система*

*Приведена рациональная стратегия решения задачи оперативного планирования режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС, позволяющая существенно упростит метод решения задачи и значительно повысит все технические и экономические показатели планируемых режимов*

*Ключевые слова: стратегия, оптимизация, оперативное планирование режимов, газотранспортная система*

*Rational strategy over of decision of task of the operative planning of the modes of transport and distribution of natural gas is brought in GTS, allowing substantially to simplify the method of decision of task and considerably to promote all technical and economic indexes of the planned modes*

*Keywords: strategy, optimization, operative planning of the modes, gas-transport system*

**А.Д. Тевяшев**

Доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой\*

Контактный тел.: (057) 702-14-36

E-mail: tad@kture.kharkov.ua

**О.А. Тевяшева**

Кандидат технических наук, начальник отдела ДК «Укртрансгаз» филиал «Институт транспорта газа»

Контактный тел.: (057) 711-57-32

E-mail: helgagl@yandex.ru

**В.С. Смирнова**

Аспирант\*

Контактный тел.: (057) 702-14-36

E-mail: viktory\_smirnova@mail.ru

\*Кафедра прикладной математики

Харьковский национальный университет радиозлектроники

пр. Ленина, 14, г. Харьков, Украина, 61166

**В.А. Фролов**

Заместитель директора

Объединенное диспетчерское управление ДК «Укртрансгаз»

Контактный тел.: (044) 461-21-22

E-mail: vfrolov.utg@naftogaz.net

## Введение

В [1] была приведена математическая постановка задачи оперативного управления режимами работы в ГТС в условиях риска и неопределенности. Было показано, что решение этой задачи может быть сведено к решению двух взаимосвязанных задач: задачи оперативного планирования режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС и задачи стабилизации режима. Задача оперативного планирования на интервале времени  $[0, T]$  представляет собой задачу нелинейного стохастического программирования, решение которой ищется в решающих правилах

нулевого порядка на основе прогнозируемых значений объемов добычи, поставок и потребления природного газа всеми категориями потребителей. Задача стабилизации режима решается средствами локальной автоматики (САУ ГПА, САУ КЦ, САУ КС) после наблюдения фактических реализаций объемов добычи, поставок и потребления природного газа для каждого момента времени  $t \in [0, T]$ .

Кроме того, было показано, что детерминированный эквивалент задачи нелинейного стохастического программирования сводится к многокритериальной задаче нелинейного математического программирования комбинированного (непрерывно-дискретного)

типа огромной размерности. В настоящее время не существует эффективных методов решения подобных задач, а используемые упрощенные задачи практически сводят на нет эффект от ее решения.

В данной работе приведено обоснование выбора рациональной стратегии решения многокритериальной задачи на основе использования специфических особенностей физических процессов транспорта природного газа по линейным участкам (ЛУ) магистральных газопроводов (МГ) и его компримирования на компрессорных станциях (КС), позволяющих существенно расширить область согласия многокритериальной задачи и значительно повысить все технические и экономические показатели планируемых режимов.

**1. Анализ зависимости величины потери давления на участке трубопровода при стационарном неизотермическом движении реального газа от граничных условий**

Известно, что все основные технические и экономические показатели режимов работы технологического оборудования ГТС зависят от фактического распределения параметров газовых потоков (расходов, давлений, температур) по линейным участкам магистральных газопроводов (ЛУ МГ). Причём такие важнейшие показатели как запас газа в ЛУ МГ и затраты мощности (топливного газа) на компрессорных станциях (КС) прямо пропорциональны величине перепада давления на ЛУ МГ. Поэтому особый интерес представляет анализ зависимости перепада давления на участке трубопровода от граничных условий, т. е. от значений параметров газовых потоков на его входе и выходе.

Не нарушая общности, такой анализ проведём для математической модели стационарного неизотермического движения реального газа по линейному участку трубопровода, представленной в работе [1].

В рамках данной модели получены результаты численного моделирования стационарного режима течения природного газа по горизонтальному одноточечному участку газопровода протяженностью  $L = 100$  км.

Были получены зависимости  $P(x)$  и  $T(x)$  при различных значениях начального давления  $p(0) = p_0$ , начальной температуры  $T(0) = T_0$  и различных значениях удельного массового расхода  $W$ . На рис. 1 представлены зависимости разности давлений в начале и в конце трубопровода  $p_0 - p_L$  от величины начального давления  $p_0$  при значениях начальной температуры  $T_0 = 293, 303, 313$  К и значениях удельного массового расхода  $W = 250, 380, 500, 620$  кг/(м<sup>2</sup>·с).

Анализ зависимостей, представленных на рис.1 позволяет сделать следующие выводы:

1. Увеличение давления в начале участка трубопровода  $p_0$  приводит к уменьшению величины перепада давления на этом участке для любого фиксированного значения удельного массового расхода  $W$ ;

2. Величина перепада давления на участке трубопровода уменьшается при уменьшении начальной температуры  $T_0$ , эта зависимость возрастает при увеличении значений удельного массового расхода  $W$ .

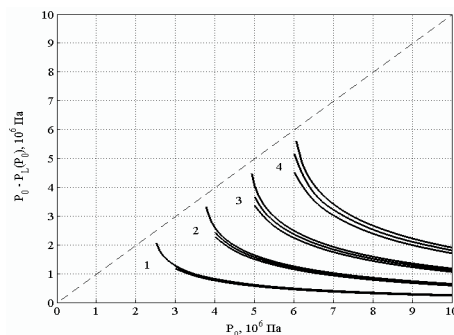


Рис. 1. Зависимость разности давлений  $p_0 - p_L$  от начального давления  $p_0$  при различных значениях начальной температуры  $T_0 = 293, 303, 313$  К и различных значениях удельного массового расхода  $W$ : 1 – 250 кг/(м<sup>2</sup>·с), 2 – 380 кг/(м<sup>2</sup>·с), 3 – 500 кг/(м<sup>2</sup>·с), 4 – 620 кг/(м<sup>2</sup>·с)

На рис. 2 представлены зависимости давления в конце участка трубопровода  $p_L$ , а на рис. 3 - зависимости отношения давлений в начале и в конце участка трубопровода  $p_0/p_L$  от величины начального давления  $p_0$  при фиксированном значении температуры природного газа в начале участка трубопровода  $T_0 = 313$  К и значениях удельного массового расхода  $W = 250, 380, 500, 620$  кг/(м<sup>2</sup>·с).

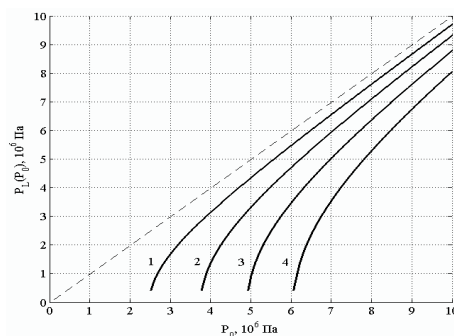


Рис. 2. Зависимость давления в конце трубопровода  $p_L$  от давления в начале участка трубопровода  $p_0$  при различных значениях удельного массового расхода  $W$ : 1 – 250 кг/(м<sup>2</sup>·с), 2 – 380 кг/(м<sup>2</sup>·с), 3 – 500 кг/(м<sup>2</sup>·с), 4 – 620 кг/(м<sup>2</sup>·с)

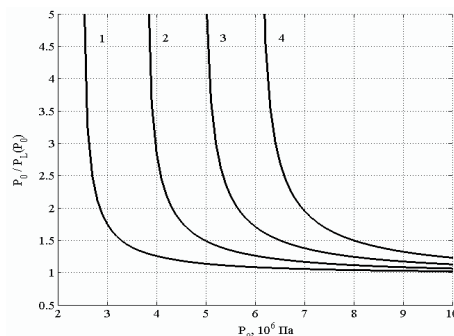


Рис. 3. Зависимость соотношения давлений  $p_0/p_L$  от начального давления  $p_0$  при различных значениях удельного массового расхода  $W$ : 1 – 250 кг/(м<sup>2</sup>·с), 2 – 380 кг/(м<sup>2</sup>·с), 3 – 500 кг/(м<sup>2</sup>·с), 4 – 620 кг/(м<sup>2</sup>·с)

Анализ зависимостей представленных на рис. 2, 3 позволяет утверждать:

1. Зависимость давления в конце трубопровода  $p_L$  от начального давления  $p_0$  при различных значениях удельного массового расхода  $W$ , начиная с некоторого значения давления в начале участка трубопровода  $p_0$ , является практически линейно возрастающей;

2. Зависимость отношения давлений в начале и в конце участка трубопровода  $p_0/p_L$  носит экспоненциальный характер и асимптотически уменьшается, стремясь к единице, при увеличении давления в начале участка трубопровода  $p_0$ ;

3. Степень приближения отношения давлений в начале и в конце участка трубопровода  $p_0/p_L$  к единице возрастает при уменьшении значений удельного массового расхода  $W$ .

**Вывод 1:** Для сокращения (минимизации) перепада давления на участке трубопровода необходимо максимизировать давление и минимизировать температуру природного газа в начале участка трубопровода.

## 2. Анализ зависимости суммарных затрат потребляемой мощности и топливного газа газоперекачивающими агрегатами

Для обоснования выбора рациональной стратегии оптимизации режимов работы ГТС достаточно использовать приближённые модели газоперекачивающих агрегатов (ГПА), представленные в нормах технологического проектирования магистральных газопроводов [4]. Мощность [кВт], потребляемая центробежным нагнетателем (ЦБН) ГПА, рассчитывается по формуле

$$N = \frac{N_i}{0.95 \cdot \eta_m}, \quad (1)$$

где  $\eta_m = 0.99$  – механический коэффициент полезного действия (КПД) ЦБН и редуктора для ГТН-10И; 0,95 – коэффициент, учитывающий допуски и техническое состояние ЦБН;  $N_i$  – внутренняя мощность ЦБН [кВт], определяемая по приведенным характеристикам нагнетателей. При отсутствии приведенных характеристик ЦБН допускается приближенное расчетное определение внутренней мощности ЦБН [кВт] по формуле:

$$N_i = \frac{55.6 \cdot p_{вс} \cdot Q}{\eta_{пол}} \cdot (\epsilon^{0.3} - 1), \quad (2)$$

где  $\epsilon = \frac{p_{наг}}{p_{вс}}$  – степень повышения давления в ЦБН (степень сжатия);  $\eta_{пол}$  – политропический КПД ЦБН, при отсутствии данных принимаемый равным 0.8.

Объемную производительность ЦБН  $Q$  [м<sup>3</sup>/мин.], при заданных параметрах природного газа на входе в нагнетатель, необходимо вычислять по формуле:

$$Q = \frac{0.24 \cdot Q_k \cdot z_{вс} \cdot T_{вс}}{p_{вс}} \quad (3)$$

где  $Q_k$  – коммерческая производительность центробежного нагнетателя [млн. м<sup>3</sup>/сут] (при 293,15 К и 0,1013 МПа);  $z_{вс}$ ,  $p_{вс}$ ,  $T_{вс}$  – коэффициент сжимаемости, абсолютное давление [МПа] и температура [К] газа на входе в нагнетатель;  $p_{наг} = p_n + \Delta p_{вых}$  – давление на нагнетателе [МПа];  $p_{вс} = p_k - \Delta p_{вх}$  – давление на входе (на всасывании) компрессорного цеха [МПа];  $\Delta p_{вх}$  – потери давления на всасывании [МПа];  $\Delta p_{вых}$  – потери давления на нагнетателе [МПа];  $p_k$  – давление в конце предшествующего участка трубопровода [МПа];  $p_n$  – начальное давление на последующем участке [МПа].

Согласно [4], расход топливного газа  $q_{тг}$  [тыс.м<sup>3</sup>/ч] (при 293,15 К и 0,1013 МПа), для газотурбинных установок должен определяться по формуле:

$$q_{тг} = q_{тг}^n \cdot \left( 0.76 \cdot \frac{N}{N_e^n} + 0.25 \cdot \sqrt{\frac{T_3}{T_3^n}} \cdot \frac{p_a}{0.1013} \right) \cdot \frac{Q_p^n}{Q_p}, \quad (4)$$

где  $q_{тг}$  – номинальный расход топливного газа с учетом поправки на допуски и техническое состояние;  $N$  – потребляемая мощность, полученная в

результате расчета параметров нагнетателя;  $Q_p$  – низшая теплота сгорания топливного газа [кДж/м<sup>3</sup>] (при 293,15 К и 0,1013 МПа).

Величины  $q_{тг}^n$ ,  $N_e^n$ ,  $T_3^n$ ,  $p_a$ ,  $T_3$  должны определяться согласно требованиям норм [4]. Величина  $Q_p^n$  должна приниматься равной 34500 кДж/м<sup>3</sup>, а  $Q_p$  – по исходным данным для расчетного состава транспортируемого газа.

Анализ моделей ЦБН ГПА (1)-(4) позволяет утверждать:

1. Затраты мощности на компримирование природного газа и затраты топливного газа ЦБН ГПА пропорциональны степени сжатия ЦБН и температуре природного газа на входе (на всасывании) в нагнетатель;

2. Степень сжатия ЦБН при оптимизации режимов работы МГ ГТС определяется, в основном, величиной потери давления на ЛУ МГ или, что то же самое, суммарной величиной потери давления на каждом из последовательно включённых участках трубопровода, входящих в ЛУ МГ.

**Вывод 2:** Для сокращения (минимизации) суммарных затрат мощности и, следовательно, затрат топливного газа на компримирование природного газа ЦБН ГПА необходимо минимизировать степень сжатия ЦБН и температуру природного газа на входе (на всасывании) в нагнетатель.

## 3. Стратегия оптимизации режимов работы газотранспортных систем

Обобщая выводы 1, 2, можно сформулировать следующую стратегию оптимизации стационарных режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС: для максимизации запаса газа в ГТС и минимизации суммарных затрат мощности и, следовательно, суммарных затрат топливного газа на компримирование природного газа на компрессорных станциях, необходимо максимизировать давление и минимизировать температуру природного газа на выходе каж-

дого компрессорного цеха (на каждом входе ЛУ МГ) многоцеховых компрессорных станций до предельно допустимых величин.

**Замечания**

1. При оптимизации стационарных режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС в качестве предельно допустимых значений давлений на входах ЛУ МГ следует выбирать максимально допустимые давления, определяемые фактическими прочностными свойствами участков трубопроводов, входящих в каждый ЛУ МГ.

2. Температуру природного газа на выходе каждого компрессорного цеха (каждом входе ЛУ МГ) следует понижать до такого уровня, чтобы температура природного газа на каждом выходе ЛУ МГ была равна температуре грунта на уровне прокладки участка трубопроводов.

Стратегия оптимизации квазистационарных режимов транспорта и распределения природного газа в ГТС практически совпадает с стратегией оптимизации стационарных режимов с точностью до способа вычисления предельно допустимых значений давлений и температур природного газа на каждом из входов ЛУ МГ.

В этом случае от максимизации (минимизации) соответствующих параметров потоков газа следует перейти к максимизации (минимизации) вероятностей превышения параметров газовых потоков соответствующих максимальных (минимальных) значений.

**4. Оценка экономической эффективности предложенной стратегии оптимизации стационарных режимов работы газотранспортных систем**

Оценка экономической эффективности предложенной стратегии оптимизации стационарных режимов работы газотранспортных систем проводилась для магистрального газопровода длиной 1209 км, состоящего из 10 последовательных линейных участков, между которыми расположены 9 компрессорных станций. Для данной конфигурации МГ рассмотрены два режима работы компрессорных станций. В первом случае степень повышения давления на каждой компрессорной станции была постоянной и принималась равной  $\epsilon = 1.25$ . Во втором случае давление на каждой компрессорной станции поднималось до максимально допустимого значения равного 7.8 МПа. Для каждого режима начальное давление на первом участке принималось равным 7.1 МПа, давление в конце последнего участка 5.5 МПа, коммерческий расход газа  $Q = 76.6$  млн. м<sup>3</sup>/сут, что соответствует величине удельного массового расхода  $W = 416.74$  кг/(м<sup>2</sup>·с). Результаты численного моделирования приведены на рис. 4 и 5.

В первом случае суммарная мощность, потребляемая ГПА,  $N = 2.7357 \cdot 10^5$  кВт, во втором случае  $N = 2.3361 \cdot 10^5$  кВт. Таким образом, повышение давления на компрессорной станции до максимально возможного ведет к уменьшению перепада давления на следующем за ней участке, что в сумме позволяет сократить затраты потребляемой мощности ГПА на 14.6%.

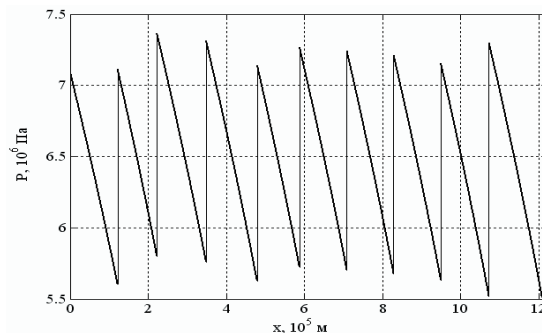


Рис. 4. Распределение давления вдоль МГ, когда степень сжатия газа на всех КС была постоянной и равной  $\epsilon = 1.25$ , а давление на входе первого ЛУ равно 7.1 МПа, давление на выходе последнего ЛУ равно 5.5 МПа,  $Q = 76.6$  млн. м<sup>3</sup>/сут

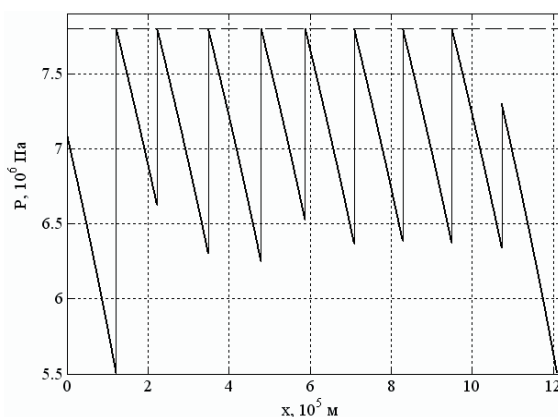


Рис. 5. Распределение давления вдоль МГ, когда начальное давление на входе первого ЛУ равно 7.1 МПа, давление в начале остальных ЛУ было выбрано равным максимально допустимому давлению равному 7.8 МПа, давление на выходе последнего ЛУ равно 5.5 МПа,  $Q = 76.6$  млн. м<sup>3</sup>/сут

Для двух рассмотренных стационарных неизотермических режимов транспорта газа был осуществлен расчет затрат топливного газа. Результаты расчетов расхода топливного газа, а также значения давления, температуры, коммерческого массового расхода природного газа на входе и выходе каждой компрессорной станции приведены в табл. 1 и 2.

**Таблица 1**

№ КС	$P_{вх}$ , МПа	$P_{вых}$ , МПа	$T_{вх}$ , К	$T_{вых}$ , К	$Q_{гг}$ , млн м <sup>3</sup> /сут	$Q_{вых}$ , млн м <sup>3</sup> /сут
1	5.603	7.1159	292.69135	311	0.25802	76.195
2	5.7975	7.3628	298.04	311	0.26179	76.036
3	5.7566	7.3109	295.6	311	0.25857	75.777
4	5.6236	7.1419	295.11	311	0.25816	75.519
5	5.7227	7.2678	297.25	311	0.25902	75.26
6	5.703	7.2428	296.02	311	0.25701	75.003
7	5.6789	7.2123	296.96	311	0.2574	74.746
8	5.6321	7.1528	295.99	311	0.25588	74.49
9	5.5188	7.3	296.23	311	0.2932	74.197

Таблица 2

№ КС	$P_{вх}$ , МПа	$P_{вых}$ , МПа	$T_{вх}$ , К	$T_{вых}$ , К	$Q_{ТГ}$ , млн м <sup>3</sup> /сут	$Q_{вых}$ , млн м <sup>3</sup> /сут
1	5.504474	7.8	292.69135	313	0.27333	76.195
2	6.621445	7.8	299.80685	313	0.18919	76.006
3	6.304035	7.8	297.15918	313	0.23275	75.773
4	6.245418	7.8	296.70282	313	0.24049	75.533
5	6.527581	7.8	298.99142	313	0.20043	75.332
6	6.367306	7.8	297.66272	313	0.22202	75.11
7	6.382706	7.8	297.78705	313	0.2193	74.891
8	6.368591	7.8	297.67307	313	0.22069	74.67
9	6.342831	7.8	297.46658	313	0.22368	74.447

Суммарные затраты топливного газа по всем компрессорным станциям для первого режима состави-

ли 2.3588 млн м<sup>3</sup>/сут, а для второго режима - 2.1088 млн м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, повышение давления на компрессорной станции до максимально допустимого позволяет сократить суммарный расход топливного газа для газотурбинных установок на 10.6%.

#### Выводы

Предложенная стратегия оптимизации режимов работы газотранспортных систем является эффективным средством решения многокритериальной задачи оперативного планирования режимов работы ГТС на основе использования специфических особенностей физических процессов транспорта природного газа по линейным участкам магистральных газопроводов и его компремирования на компрессорных станциях, позволяющим существенно расширить область согласия многокритериальной задачи и значительно повысить все технические и экономические показатели планируемых режимов.

#### Литература

1. Трубопроводные системы энергетики: математическое моделирование и оптимизация/ Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев, А.Д. Тевяшев и др. – Новосибирск: Наука, 2010. – 419 с.
2. Исследование свойств решения задачи Коши для системы уравнений стационарного течения газа в трубопроводе. В.С. Смирнова, А.Д. Тевяшев. // Вестник Харьковского национального университета «Математическое моделирование. Информационные технологии. Автоматизированные системы управления», 2009 г. - №863, с. 245-251.
3. Математическое моделирование нестационарного неизотермического течения газа по участку газопровода. А.Д. Тевяшев, В.С. Смирнова. // Радиоэлектроника и информатика, 2008, №2, с.21-27.
4. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы : ОНТП-51-1-84. – (действительный от 1986-01-01). – К. : Госстандарт Украины, 1999. – 95 с. – (Отраслевые нормы технологического проектирования).