



Development of an economic and mathematical model for the optimal development of gas supply systems

Rustam Ruzibaevich Aimatov

Samarkand State Architectural and Construction Institute, Senior Lecturer (Applicant) of the Department of Heat and Gas Supply, Ventilation and Service, Samarkand, Uzbekistan

Bakir Botiruli Mamatov

Samarkand State Institute of Architecture and Civil Engineering, lecturer at the Department of Heat and Gas Supply, Ventilation and Service, Samarkand, Uzbekistan

Qobuljon Barotov

Samarkand State Institute of Architecture and Civil Engineering, master of the department "Heat and gas supply, ventilation and service", Samarkand, Uzbekistan

Abstract: The article presents the results of feasibility studies of gas distribution systems for small settlements and agricultural facilities under conditions of temporary use of liquefied hydrocarbon gas with the subsequent transfer of consumers to the supply of networked natural gas. Recommendations are given for determining the maximum distance at which it is advisable to transfer a consumer gasified with liquefied gas to natural gas.

Key words: natural gas, liquefied petroleum gas, group tank installations, power supply support, costs, two-stage gasification

Согласно общепринятой методологии, выбор масштабов и зон применения различных энергоресурсов в каждом конкретном случае требует экономического сопоставления возможных вариантов топливо- энергоснабжения потребителей. Отечественная и зарубежная практика газоснабжения малых населённых пунктов показывает, что таковыми на перспективу, с учётом социальных и экологических требований, являются варианты газоснабжения сетевым природным и сжиженным углеводородным газами (СУГ).

Задача обоснования вида газообразного топлива обычно решается в статической постановке: при наличии или отсутствии природного газа в опорном пункте энергоснабжения (крупный посёлок или промышленное предприятие, расположенные в непосредственной близости от рассматриваемого объекта).

Если опорный пункт энергоснабжения не газифицирован сетевым природным газом, газоснабжение рассматриваемого объекта решается на базе сжиженного газа. В противном случае, возможно применение как сжиженного, так и сетевого природного газа в зависимости от мощности потребителя и его удалённости от опорного пункта энергоснабжения.

Интенсивное развитие газотранспортной системы природного газа требует решения задачи в динамической постановке. При этом, особую актуальность приобретает технико-экономическое обоснование двух стадийной газификации объектов: сначала (при отсутствии сетевого природного газа) газоснабжение СУГ, затем (по мере подключения опорного пункта

к магистралям природного газа) перевод потребителей с сжиженного на сетевой природный газ.

В качестве альтернативных вариантов систем газоснабжения населенных пунктов рассмотрим:

- снабжение потребителей СУГ на базе групповых резервуарных установок;
- снабжение потребителей СУГ от групповых резервуарных установок с последующим (через t_0 лет) снабжением сетевым природным газом от шкафных газорегуляторных установок (ШГРУ).

Для сравнения вариантов воспользуемся целевой функцией затрат в сооружение и эксплуатацию систем газоснабжения.

Тогда для варианта снабжения сжиженным газом имеем:

$$Z_{\text{СУГ}} = K_{\text{СУГ}} + Y_{\text{тсл}} \cdot I_{\text{СУГ}}, (1)$$

Где: $K_{\text{СУГ}}$ - капитальные вложения в систему газоснабжения объекта СУГ, сум

$I_{\text{СУГ}}$ - годовые эксплуатационные расходы по система снабжения сжиженным углеводородным газом, сум./г;

$Y_{\text{тсл}}$ - дисконтирующий множитель:

$$Y_{\text{тсл}} = \sum \frac{1}{(1+E)^2} = \frac{(1+E)^{t_{\text{сл}}} - 1}{(1+E)^2 - E}, (2)$$

Где $t_{\text{сл}}$ - срок службы системы газоснабжения (с учетом морального и физического старения принимается равным 25-30 г. [1];

Капитальные вложения в систему снабжения СУГ включают в себя затраты в сооружение газонаполнительной станции (ГНС), автотранспортной системы, групповых резервуарных установок и конкретизируются следующими зависимостями [1,2]:

$$K_{\text{СУГ}} = K_{\text{ГНС}} + K_{\text{ат}} + K_{\text{ГРУ}} (3)$$

Составляющие капитальных затрат:

$$K_{\text{ГНС}} = \frac{A \cdot Q_{\text{год}}}{N^{0.8} \eta} = K_{\text{ГНС}}^{\text{уд}} \frac{Q_{\text{год}}}{\eta}; (4)$$

$$K_{\text{ат}} = (m + nR) \frac{Q_{\text{год}}}{\eta} = K_{\text{ат}}^{\text{уд}} \frac{Q_{\text{год}}}{\eta}; (5)$$

$$K_{\text{ГРУ}} = \frac{f(Q_{\text{опт}}^{\text{сп}}) Q_{\text{год}}}{Q_{\text{опт}}^{\text{сп}} \eta} = K_{\text{ГРУ}}^{\text{уд}} \frac{Q_{\text{год}}}{\eta}; (6)$$

Где: $Q_{\text{год}}$ - годовое энергопотребление объектом газификация, (МВт·ч)/г;

A, m, n - стоимостные коэффициенты;

N - годовая производительность ГНС по СУГ, (МВт·ч)/г;

η - КНД газоиспользующих установок, составляющий в среднем 80 % ;

R - среднее расстояние доставки СУГ с ГНС до потребителя, км;

$Q_{\text{опт}}^{\text{сп}}$ - годовое потребление газа населённым пунктом, (МВт·ч)/г.

Расходы по эксплуатации система снабжения сжиженным углеводородным газом включают в себя стоимость энергоресурса и годовые издержки по ремонту и обслуживания системы газоснабжения [1.2]:

$$И_{суг} = \frac{C_{суг} Q_{год}}{\eta} + И_{гнс} + И_{ат} + И_{гру} . \quad (7)$$

Составляющие эксплуатационных расходов:

$$И_{гнс} = \frac{B Q_{year}}{N^{0.8} \eta} = И_{гнс}^{уд} \frac{Q_{год}}{\eta} ; \quad (8)$$

$$И_{ат} = (P+qR) \frac{Q_{год}}{\eta} = И_{ат}^{уд} \frac{Q_{год}}{\eta} ; \quad (9)$$

$$И_{гру} = \frac{f(Q_{opt}^{эpy}) Q_{год}}{Q_{opt}^{эpy} \eta} = И_{гру}^{уд} \frac{Q_{год}}{\eta} ; \quad (10)$$

Где: $C_{суг}$ – удельная стоимость сжиженного газа, сум./ (МВт·ч).

Принимается с учётом ориентации на мировые цены для энергоресурсов:

B, P, q – стоимостные коэффициенты;

η – коэффициент полезного действия газоиспользующих установок.

Аналогично для варианта снабжения сжиженным углеводородным газом с последующим (через $t_0, г.$) переводом на сетевой природный газ:

$$З_{суг,пг} = K_{суг} + Y_{t_{cl}} + И_{суг} + a_{t_0} (K_{пг} - Л_{суг}) + (Y_{t_{cl}} + Y_{t_0}) И_{пг}, \quad (11)$$

Где: $K_{пг}$ – капитальные вложения в сооружение систем газоснабжения сетевым природным газом, сум.;

$Л_{суг}$ – остаточная (ликвидационная) стоимость системы снабжения СУГ;

$И_{пг}$ – годовые расходы по эксплуатации систем газоснабжения сетевым природным газом, сум./г.

Численные значения коэффициента приведения разновременных затрат к базисному году a_{t_0} и дисконтирующего множителя Y_{t_0} находятся по уравнениям:

$$a_{t_0} = \frac{1}{(1+E)^{t_0}} , \quad (12)$$

$$Y_t = \frac{(1+E)^{t_0} - 1}{(1+E)^{t_0} - E} , \quad (13)$$

Остаточную (ликвидационную) стоимость систем снабжения сжиженным углеводородным газом находим по формуле:

$$Л_{суг} = \frac{t_{cl} - t_0}{t_{cl}} (K_{гнс} + K_{ат} + K_p + K_{гду}) , \quad (14)$$

Где: t_{cl} – срок службы систем газоснабжения, лет;

t_0 – время перевода потребителя с СУГ на сетевой природный газ, г.;

K_p – стоимость резервуаром СУГ и редуцирующих головок, сум.;

$K_{гду}$ – стоимость демонтажа групповых резервуарных установка, сум.

Капитальные вложения в сооружение систем газоснабжения природным газом включают в себя стоимость прокладки межпоселкового газопровода высокого давления от опорного

пункта энергоснабжения до потребителя, установки шкафных ГРП, стоимость прокладки газопровода среднего давления:

$$K_{\text{пг}} = K_{\text{мг}} + K_{\text{шгп}} + K_{\text{с.д.}} \quad (15)$$

В свою очередь:

$$K_{\text{шгп}} = \frac{f(Q_{\text{шгп}}^{\text{опт}}) Q_{\text{год}}}{Q_{\text{шгп}}^{\text{опт}} \eta} = K^{\text{гд}} \text{шгп} \frac{Q_{\text{год}}}{\eta}; \quad (16)$$

$$K_{\text{с.д.}} = \frac{f(Q_{\text{шгп}}^{\text{опт}}) Q_{\text{год}}}{Q_{\text{шгп}}^{\text{опт}} \eta} = K_{\text{сд}}^{\text{гд}} \frac{Q_{\text{год}}}{\eta}; \quad (17)$$

$$K_{\text{мг}} = K^{\text{гд}} l \quad (18)$$

Где $K^{\text{гд}}$ – стоимость прокладки 1 м газопровода, сум/м.

l – длина газопровода, м;

$Q_{\text{шгп}}^{\text{опт}}$ – годовое потребление газа от ШГРП в условиях оптимальной централизация системы газоснабжения, (МВтч)/г.

Корреляционный анализ показывает, что между стоимостью прокладки газопровод и их диаметрами существует линейная зависимость:

$$K^{\text{гд}} = (a + bd); \quad (19)$$

Где a, b – стоимостные коэффициенты, сум./(м см); сум./м

Диаметр газопровода, в свою очередь, определяется величиной расчётного часового расхода газа населенного пункта Q и протяженностью межпоселкового газопровода 1. Согласно [3] имеем:

$$\frac{(p_n^2 - p_k^2) 10^3}{l} = \frac{0,336 Q^2}{d^{5,25}}; \quad (20)$$

$$d = 0,336^{0,19} 10^{-3} \frac{Q^{0,38} l^{0,19}}{(p_n^2 - p_k^2)^{0,19}}; \quad (21)$$

$$Q = Q_{\text{г}} = K_{\text{max}} Q_{\text{год}} / \eta$$

Где p_n, p_k – расчетные давления в межпоселковом газопроводе, МПа 10^{-1} , равные соответственно 0,7 и 0,4 МПа (абс) по [4];

d – диаметр газопровода, см;

Q – максимальный часовой расход газа, м³/ч;

$Q_{\text{год}}$ – годовой расход газа населённым пунктом, м³/ч;

K_{max} – коэффициент часового максимума по [4].

Годовые затраты по эксплуатации системы снабжения природным газом определяются по следующему уравнению:

$$I_{\text{нг}} = \frac{C_{\text{пг}} Q_{\text{год}}}{\eta} + I_{\text{мг}} + I_{\text{шгп}} + I_{\text{сд}} \quad (22)$$

В свою очередь составляющие эксплуатационных расходов:

$$I_{мг} = \varphi_{мг} K_{мг} + \psi l (23)$$

$$I_{изгп} = \frac{f(Q_{изгп}^{opt}) Q_{зод}}{Q_{изгп}^{opt} \eta} = I_{изгп}^{y0} \frac{Q_{зод}}{\eta} (24)$$

$$I_{сд} = \frac{f(Q_{изгп}^{opt}) Q_{зод}}{Q_{изгп}^{opt} \eta} = I_{сд}^{y0} \frac{Q_{зод}}{\eta} (25)$$

Где: $C_{нг}$ - удельная стоимость природного газа, сум./($MBтч$);

Ψ -стоимость обслуживания газопровода, сум./($год м$);

$\varphi_{мг}$ - годовые отчисления на реновацию и ремонт, 1/л.

В результате имеем:

$$I_{мг} = \varphi_{мг} K^{y0} l + \psi l = (\varphi_{мг} K^{y0} + \psi) l = Ml (26)$$

Приравнявая целевые функции затрат (1) и (11), находим предельное расстояние $l_{кр}$, при котором потребителя, газифицированного сжиженным газом, целесообразно перевести на природный газ:

$$l_{кр} = \frac{\left(I_{суг} - \frac{C_{пг} Q_{зод}}{\eta} \right) (V_{тсл} - V_{t0}) + \frac{L_{суг}}{(1+E)^{t0}}}{I_{пг} (V_{тсл} - V_0) + \frac{K_{пг}}{(1+E)^{t0}}} (27)$$

В частном случае, при $t_0 = 0$, то есть, когда на момент газификации потребителя опорный пункт энергоснабжения располагает сетевым газом, получим, положив $V_{t0} = 0$ и $L_{суг} = K_{суг}$:

$$l_{кр} = \frac{K_{суг} + \left(I_{суг} - \frac{C_{пг} Q_{зод}}{\eta} \right) V_{тсл}}{K_{пг} + I_{пг} + V_{тсл}} (28)$$

Экономическая эффективность конвертирования систем газоснабжения определяется разностью затрат:

$$\Delta \Phi = Z_{суг} - Z_{суг,нг}(l, t_0) (29)$$

В частном случае, при $l = 0$, то есть для потребителей, расположенных в непосредственной близости от опорного пункта энергоснабжения, величина экономической эффективности достигает максимального значения:

$$\Delta \Phi^{max} = Z_{суг} - Z_{суг,нг}^{min}(l, t_0), (30)$$

или

$$\Delta \Phi^{max} = \frac{Z_{суг} - Z_{суг,нг}^{min}}{Z_{суг,нг}^{min}} 100\%; (31)$$

В целях количественной оценки предлагаемой экономико-математической модели были проведены соответствующие расчёты. Наличие промышленной нагрузки в годовом объёме газопотребления учитывалось с помощью коэффициента K_n :

$$Q_{зод} = Q_{зод}^{быт} K_n,$$

Где: K_n - коэффициент, учитывающий долю промышленной нагрузки в общем объёме газопотребления.

Методику выбора рациональной области применения двух конкурирующих вариантов систем энергоснабжения в условиях временного использования сжиженного газа иллюстрируют графики, приведенные на рис. 1.

Ситуация, представленные на рис. 1. характеризуют случае, когда в общей структуре газопотребления присутствует промышленная нагрузка:

$$Q_{год}^{пром} = 1,5Q_{год}^{быт}$$

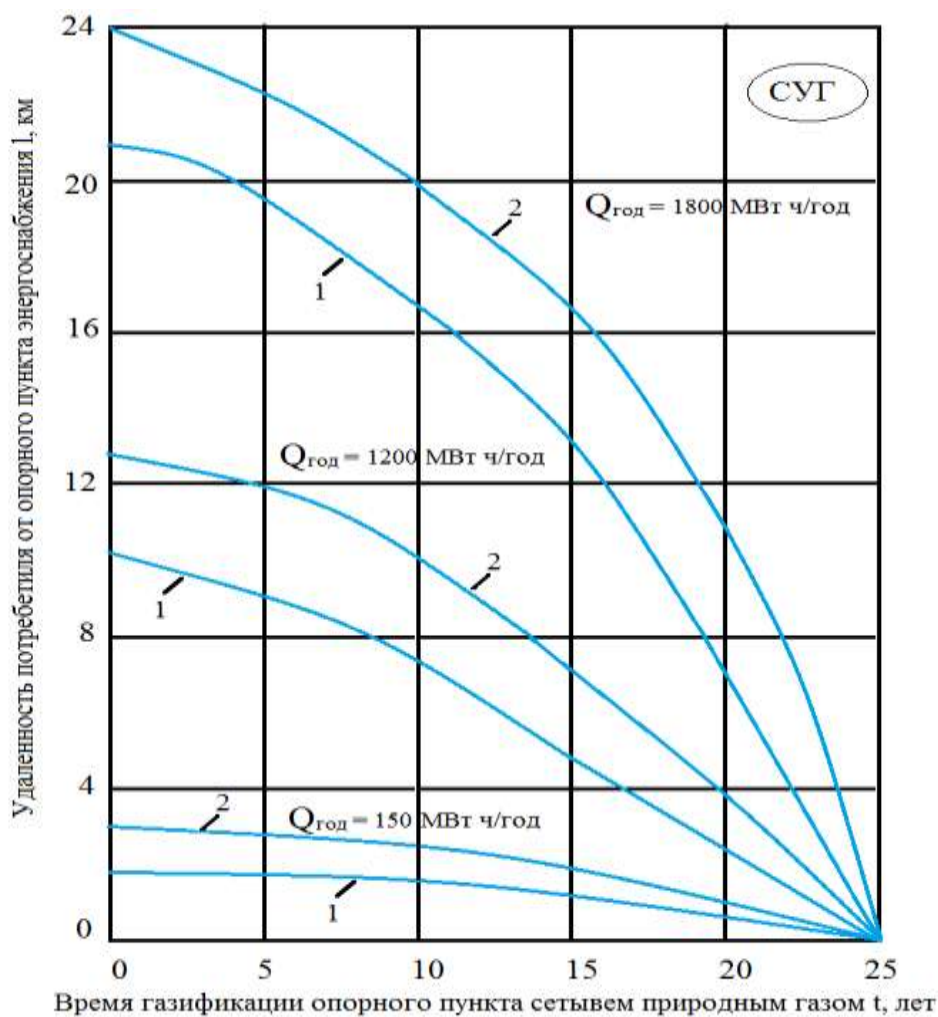


Рис.1. Область применения сетевого природного и сжиженного углеводородного газа для малых населённых пунктов и объектов АПК

Обозначения:

1 - при плотности населения $q=5 \cdot 10^{-3}$ чел/м²

2 - при плотности населения $q=6 \cdot 10^{-4}$ чел/м²

Из графиков следует, что величина годового газопотребления населенного пункта $Q_{год}$ значительно влияет на значение $l_{кр}$. Так, например, при плотности населения $q = 6 \cdot 10^{-4}$ чел/м² и годовом энергопотреблении $Q_{год} = 150$ (МВтч)/г. и $Q_{год} = 1800$ (МВтч)/г., разница в значениях $\Delta l_{кр} = 88,3\%$.

Как видно из графиков, при годовом газопотреблении населенного пункта $Q_{год} = 150$ (1800) МВт и плотности населения q , варьирующейся в пределах от $5 \cdot 10^{-3}$ чел/м² до $6 \cdot 10^{-4}$

чел/м², при наличии природного газа в опорном пункте энергоснабжения, область эго целесообразного использования изменяется от 1,3 до 2,3 км (от 20,7 до 23,8 км). Потребителей, удалённых от опорного пункта энергоснабжения на большие расстояния, следует газифицировать сжиженным углеводородом газом. При отсутствии сетевого природного газа газификация объектов может быть обеспечена только сжиженным газом. При этом, однако, представляется возможным по мере развития распределительной системы газоснабжения часть потребителей, расположенных на соответствующем расстоянии от опорного пункта энергоснабжения, перевести со сжиженного на сетевой природный газ. С увеличением срока отдаленности газификации опорного пункта t_0 возможности конвертирования систем газоснабжения существенно сокращаются (то есть сокращаются зона перевода потребителей со сжиженного на природный газ $l_{кр}$). Так, например, если опорный пункт энергоснабжения получает сетевой природный газ через 15 лет (кривые с годовым потреблением $Q_{год} = 1200 (МВтч)/г.$) на природный газ целесообразно переводить потребителей, удаленных от опорного пункта на расстояние до 5...7 км.

Если отдаленность газификации опорного пункта t_0 соизмерима со сроком службы системы газоснабжения ($t_{сл} = 25 г$), переход потребителей со сжиженного на сетевой природный газ нецелесообразен при любой удаленности последнего от опорного пункта энергоснабжения.

Как следует из графиков, плотность населения q оказывает незначительное влияние на значение $l_{кр}$. Так, например, при годовом энергопотреблении $Q_{год} = 150 (МВтч)/г.$ и плотности населения $q_1 = 5 \cdot 10^{-3}$ чел/м² - $l_{кр} = 1,3$ км, при $q_2 = 6 \cdot 10^{-4}$ чел/м² - $l_{кр} = 2,3$ км, разница значений $\Delta l_{1-2} = 43\%$.

В качестве примера, в табл. 1 приводится численная интерпретация уравнения (30) для населенных пунктов с годовым энергопотреблением $Q_{год} = 1800 (МВтч)/г.$ при плотности населения $q = 6 \cdot 10^{-4}$ чел/м².

Таблица 1. Экономическая эффективность перевода потребителей со сжиженного углеводородного на сетевой природный газ.

Сроки газификации сетевым природным газом t_0 , г.	2	5	10	15	20
Экономический эффект, $\Delta \phi$	30,1	21,42	11,77	5,67	2,04

Принцип двух стадийной газификации потребителей (сначала сжиженным, затем сетевым природным газом) позволяет, таким образом, обеспечить население газообразным топливом независимо от темпов развития газораспределительной системы и обуславливает значительную экономию интегральных затрат.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.

1. Ионин А. А. Газоснабжение. - М.; Стройиздат, 1989. - 438 с.
2. Курицын Б. Н. Оптимизация систем теплогазоснабжения и вентиляции. - Саратов: Изд-во СГУ, 1990. - 156 с.
3. Жила В.А. Газоснабжение. Учебник для ВУЗов. М:Издательство АСВ, 2014. -368 с.
4. Медведева О. Н. Разработка энергосберегающих систем газоснабжения малых населенных пунктов на базе сжиженного углеводородного газа / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Саратов, 2000. - 226 с.
5. СП 42-101-2003. Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб. - М.: ЗАО «Полимергаз», 2003. - 164 с.