

**РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА
ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ
НА СЛОЖНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ**

Казак А.С., Самсонов Р.О.

ВНИИГАЗ/ГАЗПРОМ

e-mail: A_Kazak@vniigaz.gazprom.ru

Рассмотрена методология применения системного анализа и математические модели для оптимизации потоков газа по сложным газотранспортным системам (ГТС) с учетом влияния эмиссии газопроводов на состояние окружающей среды. Предложенный подход позволяет оценить уровень геоэкологических рисков на отдельных участках газопроводов и ранжировать подсистемы ГТС по данному показателю. В свою очередь, это позволяет выделить совокупность участков газопроводов, на которых необходимо предусмотреть управленческие решения и мероприятия с целью снижения на них уровня геоэкологических рисков. На этапе синтеза системы предусматривается возможность оценки геоэкологического риска при эксплуатации всей системы.

В газовой отрасли Российской Федерации газотранспортная система оказывает основное воздействие на состояние окружающей среды, что обусловлено ее большой протяженностью - порядка 155 тыс. км, и мощностью - более 44 млн. кВт. При этом наиболее значимые выбросы загрязняющих веществ в процессе эксплуатации газопроводов возникают за счет так называемого потребления газа на собственные нужды. На магистральных газопроводах основное потребление газа на собственные нужды приходится на топливный газ, расходуемый на компрессорных станциях (КС), технологические потери, которые включают в себя утечки на линейной части и при работе КС, аварийные ситуации, а также прочие технологические нужды, в том числе, потери при ремонте газопроводов.

В среднем в структуре потребления газа на собственные нужды 80 % приходится на топливный газ, на прочие технологические нужды - 8 % и на технологические потери газа - 12 %. При этом следует учитывать, что в суммарном расходе топливно-энергетических ресурсов доля природного газа составляет около 92 % [1]. На рисунке 1 представлена динамика потребления топливного газа в ГТС, % к 1999 году. Если такая тенденция сохраниться, то при

планируемой добыче газа к 2020 году до 590 млрд. м³ данный показатель может превысить 50 млрд. м³. Поэтому проблемы снижения энергоемкости ГТС и, как следствие, уменьшение негативного воздействия на окружающую среду становятся первоочередными.

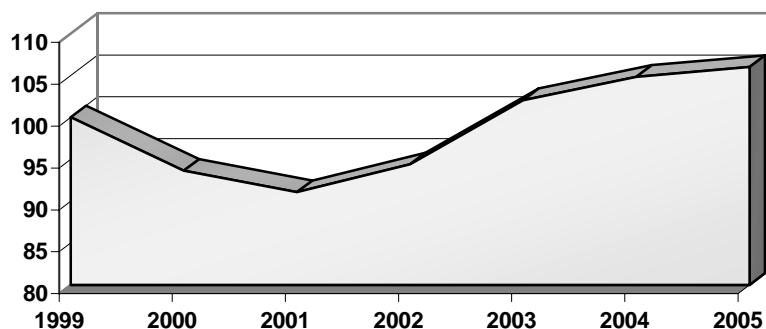


Рисунок 1. Динамика потребления топливного газа в ГТС, % к 1999 году

К наиболее перспективным технологическим решениям, которые позволяют улучшить показатели энергоемкости газопроводов, относятся повышение рабочего давления, использование внутреннего гладкостного покрытия труб, применение ГПА повышенной экономичности. Например, использование труб с внутренним гладкостным покрытием и высокоэффективных ГПА позволяет увеличить пропускную способность газопровода до 10% [2].

Наиболее эффективным направлением энергосбережения представляется оптимизация параметров газопровода на основе системного подхода. Он подразумевает рассмотрение газопровода как элемента ГТС с учетом его технологической и технико-экономической взаимосвязи с другими объектами ЕСТ. Фактически это означает рассмотрение газотранспортного комплекса, как единой системы и формирование общих сценариев развития и реконструкции. При этом оптимальное распределение потоков газа по ГТС дает возможность более широкого использования новых технологий при повышенном давлении с соответствующим снижением суммарных энергозатрат [3].

Математические модели, позволяющие минимизировать затраты на транспортировку газа по сложным газотранспортным сетям весьма подробно изучены [4]. Однако при практических реализациях очень редко рассматривают функционалы, учитывающие, наряду с технико-экономическими показателями, геоэкологические составляющие. Конечно, в экономическом аспекте затраты на снижение геоэкологических рисков значительно ниже суммарных энергозатрат. Тем не менее, оптимизация потоков газа по газотранспортным сетям с учетом экономической оценки воздействия ГТС на окружающую среду позволит выработать решения по управлению геоэкологическими рисками. Это дает возможность уменьшить затраты от прямых потерь газа, происходящих вследствие его утечек при транспортировке, хранении и проведении ремонтных работ. Кроме очевидного экономического ущерба от этих потерь, такой подход позволяет учитывать снижение косвенных потерь, связанных с возможной продажей квот парниковых газов [5,6].

Рассмотрим методические подходы и математические модели, позволяющие реализовать изложенные выше принципы. На рисунке 2 представлена принципиальная агрегированная схема газотранспортной системы Единой системы газоснабжения.

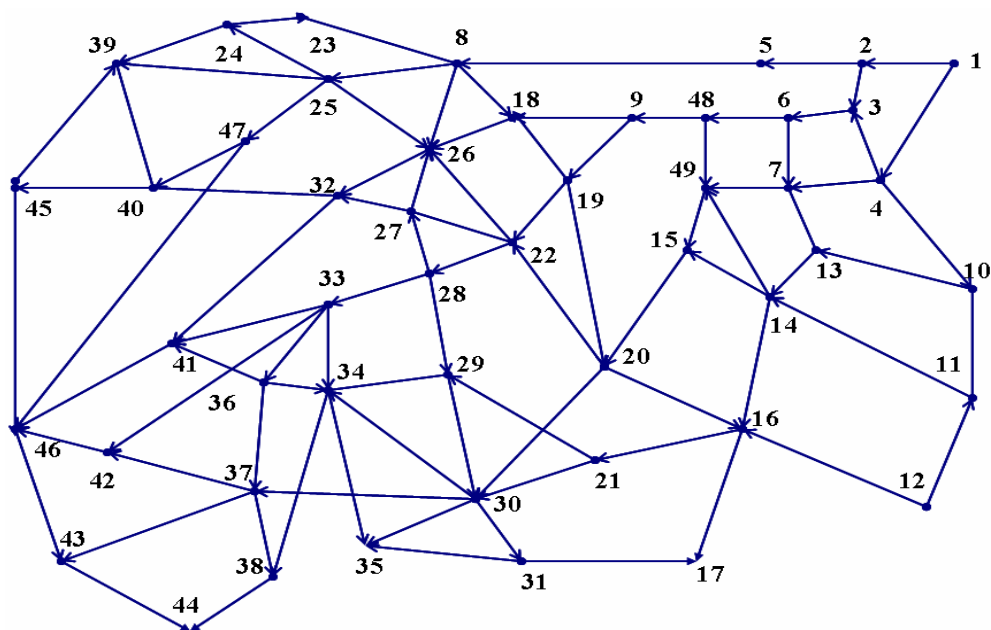


Рисунок 2. Принципиальная агрегированная схема газотранспортной системы

Степень агрегирования системы выбрана, исходя из существующих зон с различной ценой реализации природного газа, так чтобы для участков ГТС этот показатель на входе и выходе был различным.

При существующих ныне подходах плановые потоки газа рассчитываются путем максимизации функционала:

$$F = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot v_i \rightarrow \min \quad (1)$$

где Q_i - поток по i -ой дуге,

v_i - вес i -ой дуги.

Оптимизация функционала проводится при ограничениях:

$$Q_i \leq M_i, \quad (2)$$

где M_i – максимальная производительность участка газопровода.

При этом для каждого узла выполняется равенство из закона Кирхгофа:

$$\sum_{i \in j} \pm Q_i \pm S_j = 0 \quad (3)$$

где S_j – поставка (+) или потребление(-) газа в j -ом узле системы.

Вес i -ой дуги для данной задачи определяется из соотношения

$$v_i = T_i, \quad (4)$$

где T_i - удельные затраты на транспортировку газа, включая амортизационные и налоговые отчисления, возвраты инвестиций.

Фактически речь идет о расчете ежегодных потоков газа по всем участкам газотранспортной системы при условии минимизации транспортных затрат и выполнении обязательств по поставкам газа потребителям. Величина T_i , в свою очередь, является функцией от потока газа Q_i , поэтому оптимизация функционала (1) проводится итеративно. Методы построения и оптимизации потоков газа по сложным газотранспортным системам и газораспределительным сетям хорошо изучены для различных классов задач [2,7,8]. В связи с этим, подробно на них останавливаться не будем, и перейдем к формированию функционала для оптимизации потоков газа с учетом экологической составляющей.

Для каждого участка экономическая составляющая оценки геоэкологических последствий включает в себя:

- определение объемов вероятных выбросов газа при авариях и утечка на основе статистических моделей;

- определение объемов срамливания газа при плановых ремонтных работах на основе оптимизации графиков их проведения;

- определение объемов газа, расходуемого на топливные нужды на основе минимизации энергозатрат на компрессорных станциях.

Математические модели, позволяющие оценивать удельные экономические потери от воздействия на экологию окружающей среды для всех перечисленных задач, представлены в работе [9]. Таким образом, веса дуг в минимизируемом функционале (1) определяется из соотношения:

$$v_i = T_i + E_i, \quad (5)$$

где E_i - экономическая составляющая экологического воздействия на окружающую среду в течение года на i -ом участке газотранспортной системы.

Поясним вышесказанное на простейшем численном примере (рисунок 3).

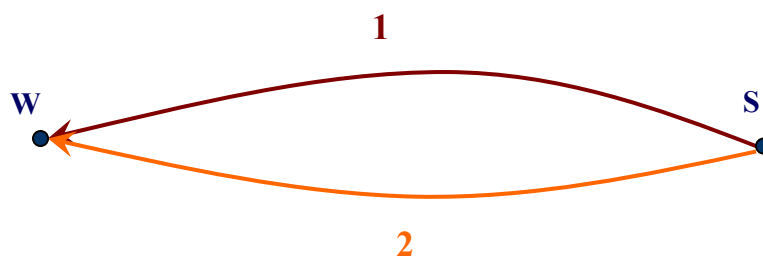


Рисунок 3. Пример схемы ГТС для расчета потоков газа

Предположим, что в узле S добывается 400 млрд. м³/год. Соответственно в узле W потребляется 400 млрд. м³/год (расходы газа на собственные нужды привязаны к узлу W).

Дополнительные данные, необходимые для проведения расчета представлены в таблице 1.

Таблица 1

Необходимые данные для проведения расчета

№ дуги	Длина дуги, км	Максим. производит млрд. м ³ /Г	Удельные затраты (Т) \$/(100 км*тыс.м ³)	Экологическая составляющая (Е) \$/(100 км*тыс. м ³)	Поток вариант 1 млрд. м ³ /Г	Поток вариант 2 млрд. м ³ /Г
1	200	210	2	0,25	210	170
2	210	230	2	0,10	190	230

Пусть под вариантом 1 понимается расчет потока газа без учета экологической составляющей, а под вариантом 2 – соответственно с учетом экологической составляющей. Тогда для варианта 1 имеем:

$$\text{вес 1-ой дуги } v_i = 2 \cdot 200 / 100 = 4,00 \text{ \$/тыс. м}^3$$

$$\text{вес 2-ой дуги } v_i = 2 \cdot 210 / 100 = 4,20 \text{ \$/тыс. м}^3$$

Проводя оптимизацию с учетом ограничений на максимальную производительность дуги (участка газопровода), получим потоки газа (табл. 1).

Для варианта 2 имеем:

$$\text{вес 1-ой дуги } v_i = 2 \cdot 200 / 100 + 0,25 \cdot 200 / 100 = 4,50 \text{ \$/тыс. м}^3$$

$$\text{вес 2-ой дуги } v_i = 2 \cdot 210 / 100 + 0,10 \cdot 210 / 100 = 4,41 \text{ \$/тыс. м}^3$$

Результаты оптимизации с учетом ограничений на максимальную производительность дуги (участка газопровода) в связи с экологической составляющей, представлены в таблице 1.

Таким образом, из полученных результатов расчета видно, что в варианте 1 полностью был загружен первый участок системы, а в варианте 2 - соответственно второй. Представленный простейший пример показывает, что учет экологической составляющей может в значительной степени повлиять на перераспределение потоков газа.

Применительно к рассматриваемой системе (рисунок 2) проведены практические расчеты, результаты, которых представлены в таблице 2.

Таблица 2
Результаты оптимального перераспределения потоков газа

Номер участка	Номера узлов	Поток газа, млн. куб. м без учета экологической составляющей	Поток газа, млн. куб. м с учетом экологической составляющей	Уровень риска
1	2	3	4	5
1	1 - 2	510600	519016	L
2	2 - 3	423000	421842	M
3	4 - 3	2700	1844	H
4	1 - 4	49700	41284	H
5	2 - 5	72000	81574	L
6	3 - 6	397700	395686	M
7	4 - 7	13080	11062	H
8	6 - 7	92300	84972	H
9	4 - 10	21620	16079	H

10	10 - 11	11020	6328	H
11	10 -13	2000	1150	H
12	11 -14	5170	4100	H
13	12 -11	5750	9371	L
14	7 -13	18650	16137	H
15	5 - 8	184500	194074	L
16	6 - 48	281600	286914	M
17	7 - 49	73730	66896	H
18	13 - 14	9750	6388	H
19	14 - 15	5500	3836	H
20	12 - 16	61150	57529	H
21	9 - 18	23700	23740	M
22	9 -19	220300	216806	M
23	15 - 20	70130	69596	M
24	20 - 16	5040	3183	H
25	16 - 17	26100	29848	L
26	8 - 23	21400	23241	L
27	8 -25	119920	115274	H
28	8 -26	25080	37458	L
29	8 - 18	0	0	**
30	18 - 26	6570	5578	H
31	19 -18	8370	7538	H
32	19 - 22	200990	200541	M
33	19 - 20	4640	2626	H
34	20 - 22	13090	9671	H
35	16 - 21	73710	62520	H
36	20 - 30	43040	45768	L
37	21 - 29	21630	17402	H
38	21 - 30	38280	31318	H
39	31 - 17	25040	21292	H
40	22 - 26	22300	16330	H
41	22 - 27	23200	26054	L
42	22 - 28	166380	165628	M
43	24 - 23	4500	2659	H
44	25 - 24	17000	14020	H
45	25 - 26	3220	2516	H
46	27 - 26	9130	4418	H
47	28 - 27	10630	3063	H
48	28 - 29	23090	20031	H
49	29 - 30	16120	17875	L
50	30 - 31	39640	32281	H
51	26 - 32	0	0	**
52	27 - 32	13100	13099	M
53	28 - 33	120960	130834	L
54	29 - 34	25200	16158	H
55	30 - 35	22500	27558	L
56	30 - 37	20300	20174	M
57	33 - 34	3000	6275	L
58	33 - 36	52300	52299	M
59	34 - 35	4000	2553	H
60	36 - 34	6870	5004	H

61	34 - 38	33410	27172	H
62	36 - 37	36030	42268	L
63	37 - 38	5320	11558	L
64	24 - 39	8000	6861	H
65	25 - 47	94400	93439	M
66	32 - 41	7400	7031	H
67	33 - 41	14200	20802	L
68	36 - 41	16100	11727	H
69	33 - 42	45060	45059	M
70	37 - 42	20300	20174	M
71	37 - 43	28910	28910	M
72	38 - 44	13630	13630	M
73	43 - 44	32070	32070	M
74	40 - 39	10310	11462	L
75	40 - 45	33710	31965	H
76	41 - 46	14600	16459	L
77	42 - 46	63360	63233	M
78	46 - 43	3560	3560	M
79	45 - 39	1990	1978	M
80	45 - 46	19420	17688	H
81	14 - 16	30120	28156	H
82	47 - 40	57120	56159	M
83	47 - 46	26080	26080	M
84	48 - 9	252600	249146	M
85	48 - 49	11500	20268	L
86	14 - 49	2500	1696	H
87	49 - 15	88230	89360	M
88	30 - 34	14000	13948	M
89	31 - 35	3900	289	H
90	32 - 40	0	367	L
Функционал F *		2110	2090	
M				

* Значение функционала F определено из соотношения (1), потоки газа соответствуют величинам в 4-ом и 5-ом столбцах таблицы, веса участков ГТС рассчитаны по формуле (5).

** - участок находится на ремонте.

Значение величины уровня геоэкологического риска в таблице 2 определяется в диапазоне: «низкий» (L), «средний» (M) и «высокий» (H). Оценка уровней рисков проводится исходя из изменения величины потока газа для каждого участка. В случае значительного увеличения потока газа, полученного в результате оптимизации с учетом экологической составляющей, по отношению к аналогичной величине, рассчитанной без ее учета, предполагается, что на данном участке уровень геоэкологического риска «низкий». В этом случае, по отношению

к другим участкам, последствия от воздействия эксплуатации газопровода на окружающую среду будут ниже. Эти последствия оцениваются в стоимостном выражении и относятся на единицу объема перекачки газа на участке ГТС. Аналогично, в случае значительного снижения потока газа (столбец 4, таблица 2) по отношению к его величине без учета экологической составляющей (столбец 3, таблица 2), уровень геоэкологического риска оценивается, как «высокий». Для остальных участков уровень рисков определяется как «средний». В приведенных расчетах диапазон «среднего» уровня геоэкологических рисков на участке принят, как $\pm 1,5\%$ от значения потока газа, рассчитанного без учета геоэкологической составляющей.

Полученные результаты позволяют выделить участки, где геоэкологические риски относительно невелики. Уровень рисков для таких участков в таблице 2 выделен зеленым цветом. В тоже время, проведенные расчеты позволяет выявить участки, где наблюдается повышенный (относительно среднего значения для всей системы) уровень воздействия эмиссий магистральных газопроводов на экологическое состояние окружающей среды (в таблице 2 эти участки выделены красным цветом).

Таким образом, для каждого неблагоприятного участка ГТС из перечисленного списка целесообразно предусмотреть мероприятия, позволяющие снизить на нем геоэкологические риски. Кроме того, предложенный подход дает возможность оценить суммарные геоэкологические риски, как для всей системы ГТС, так и отдельных подсистем (коридоров, газопроводов принадлежащих отдельным трансгазам и т.д.). В таблице 2 получены средневзвешенная по товаротранспортной работе оценка геоэкологического риска для всей системы, которая показывает, что воздействия эмиссий данной системы ГТС на окружающую среду пока находится на среднем допустимом уровне (функционал F).

Литература

1. Будзуляк Б.В., Сайфуллин И.Ш. Техническое регулирование в сфере энергосбережения и экологии. Газовая промышленность, № 5, 2005, 72-74.
2. Черняев В.Д., Яковлев Е.И., Казак А.С., Сощенко А.Е., Трубопроводный транспорт углеводородного сырья. М.: ВНИИОЭНГ, 1991. 343 с.
3. Самсонов Р.О., Казак А.С., Башкин В.Н. Применение методов системного анализа для оценки геоэкологического взаимодействия газовой отрасли и окружающей среды. Системы управления и информационные технологии (представлено в печать).
4. Оптнер С. Системный анализ для решения деловых и промышленных проблем. http://www.ckp.ru/biblio/o/optner/index_sys.htm
5. Башкин В.Н., Казак А.С. и др. Устойчивость экосистем к эмиссиям магистральных газопроводов. Москва-Смоленск: Универсум. 196 с.
6. Аكوпова Г.С., Гладкая Н.Г. Эмиссия парниковых газов от газотранспортной системы ОАО «Газпром». Газовая промышленность, № 10, 2005, 77-79
7. Казак А.С., Яковлев Е.И., Кудрявцева Т.А. Системный анализ нефтегазотранспортных магистралей. Учебное пособие, МИНХиГП, 1985. 76 с.
8. Казак А.С., Седов В.И., Орехова И.В., Яковлев Е.И. Оперативный контроль магистральных газопроводов. М.: Недра. 1989. 289 с.
9. Самсонов Р.О., Казак А.С., Башкин В.Н., Ратнер Д.А. Оптимизация управления геоэкологическими рисками при эксплуатации компрессорных станций на магистральных газопроводах. Системы управления и информационные технологии (представлено в печать).