

УПРАВЛЕНИЕ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИМИ РИСКАМИ: ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ КС НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

Самсонов Р.О.
ООО «ВНИИГАЗ»

Рассмотрены подходы к оптимизации управления геоэкологическими рисками в зонах воздействия компрессорных станций магистральных газопроводов на основании расчетов по минимизации энергозатрат на газоперерабатывающих агрегатах. Предложен соответствующий математический аппарат для решения оптимизационных задач. В качестве примера реализации предложенных подходов рассмотрена возможность увеличения перекачки газа с реконструкцией газотранспортной системы Средняя Азия – Центр (ГТС). Проведен расчет оптимизации выбросов вредных веществ при сжигании газа на компрессорных станциях и оценено потенциальное и актуальное влияние эмиссии газопроводов на состояние окружающей среды, что позволяет оценить уровень геоэкологических рисков. Предложены также приемы экономической оценки проводимых мер с учетом предотвращенного экологического ущерба.

В связи с проведением работ в рамках программы ОАО «Газпром» в 2005г. по направлению «Транспортировка газа» экономия топливно-энергетических ресурсов составила 2720,5 млн. м³ природного газа, 385,1 млн кВтч электроэнергии и 260,1 тыс. тепловой энергии. Тем не менее, в настоящее время поступления в атмосферу с продуктами сгорания природного газа в газотурбинных установках (ГТУ) или газоперерабатывающих аппаратах (ГПА) в системе газотранспорта ОАО «Газпром» оцениваются следующими величинами: оксида азота – 140 тыс.т/год, оксид углерода – 210 тыс.т/год, углекислый газ – 81,5 млн.т/год. Средневзвешенная концентрация загрязняющих веществ составляет: оксида азота – около 180 мг/м³, оксида углерода – около 250 мг/м³ [1]. Такие выбросы вредных веществ, несомненно, сопровождаются воздействием на окружающую среду и соответствующими геоэкологическими рисками.

Управление геоэкологическими рисками при эксплуатации компрессорных станций, как элементов газотранспортной системы, предполагает разработку программ по контролю и сокращению выбросов загрязняющих веществ. Основные направления, которые позволяют снизить эмиссии NO_x, CO, CH₄ и CO₂, включают в себя:

- разработку и внедрение новых типов малотоксичных ГТУ;
- модернизацию камер сгорания эксплуатируемых ГПА;

- исследования по влиянию режимных и эксплуатационных факторов;
- исследования процессов рассеивания и трансформации выбросов в атмосфере;
- мониторинг выбросов и состояния атмосферы;
- создание каталитических камер сгорания (эмиссия NO_x менее 10 мг/м^3).

За последние годы в ОАО «Газпром» был проведен целый комплекс исследований, направленный на сокращение выбросов вредных веществ при эксплуатации компрессорных станций. Это уже позволило сократить объемы выбросов в среднем в 1.8 раза. Наиболее заметный успех сокращения выбросов загрязняющих веществ достигнут за счет модернизации около 670 ГТУ с наибольшей эмиссией (ГТК-10, ГТ-750-6), причем выбросы NO_x были сокращены на 160 тыс.т/год. К 2007 году планируется уменьшить уровень эмиссии оксидов азота на КС газотранспортной системы России в 4,5 раза по сравнению с 1992 годом.

Внедрение новых малоэмиссионных технологий на транспорте газа является одним из важнейших методов управления геоэкологическими рисками, особенно в местах, где воздействие на окружающую среду достигло критического уровня.

Проблема сокращения эмиссии CO_2 в обозримой перспективе будет решаться за счет повышения к.п.д. газотурбинных установок, а также путем оптимизации технологических параметров газотранспортной системы. Аналогично будут сокращаться и выбросы оксида углерода, CO . Потери метана, как основного компонента природного газа, происходят, прежде всего, при утечках и авариях.

Следовательно, сокращение эмиссии наиболее вредных газов при транспорте газа (оксиды азота, углерода и серы – последнее при условии наличия сероводорода в природном газе, что характерно для южных Астраханских и Оренбургских месторождений) и уменьшение воздействия на окружающую среду с соответствующим снижением геоэкологических рисков происходит в рамках снижения энергозатрат.

Рассмотрим математические модели и алгоритмы, позволяющие минимизировать энергозатраты на участке газопровода с несколькими компрессорными станциями при условии его полной загрузки.

Основным методом расчета режима работы нагнетателя является использование его характеристик степени сжатия - $\varepsilon(Q, \tilde{n})$, политропический КПД - $\eta_{пол}(Q, \tilde{n})$ и внутренняя эффективная мощность нагнетателя $N_i(Q, \tilde{n})$, которые устанавливают эмпирическую зависимость между указанными параметрами нагнетателя, его объемной производительностью и частотой вращения вала.

В соответствии с ОНТП 51-1-85 [2] для этих целей регламентируется использование полиномов 3-й степени, аппроксимирующих характеристики от объемной приведенной к номинальной производительности:

Степень сжатия:

$$\varepsilon = a_\varepsilon + b_\varepsilon \cdot q_{пр} + c_\varepsilon \cdot q_{пр}^2 + d_\varepsilon \cdot q_{пр}^3 \quad (1)$$

Политропический КПД:

$$\eta_{пол} = a_\eta + b_\eta \cdot q_{пр} + c_\eta \cdot q_{пр}^2 + d_\eta \cdot q_{пр}^3 \quad (2)$$

Относительная приведенная внутренняя мощность

$$N_{пр} = a_N + b_N \cdot q_{пр} + c_N \cdot q_{пр}^2 + d_N \cdot q_{пр}^3 \quad (3)$$

где: a, b, c, d - коэффициенты аппроксимации соответствующей приведенной характеристики, а $q_{пр}$ - объемный приведенный расход:

$$q_{пр} = Q_{об} \frac{1}{\tilde{n}} \quad (4)$$

где: $Q_{об}$ - объемный приведенный расход на входе нагнетателя [$м^3 / мин$]

или [$м^3 / сек$]; \tilde{n} - относительные обороты; $(\tilde{n} = \frac{n}{n_n})$

$$q_{мг} = q_{мг}^0 \left(0,75 \cdot \frac{N}{N_n} + 0,25 \cdot \sqrt{\frac{T_{воз}}{T_{нв}}} \cdot \frac{p_{воз}}{p_{нв}} \right) \cdot K_{мг} \cdot K_{\tilde{n}} \quad (5)$$

где: $q_{мг}^0 = \frac{3,6 \cdot N_n}{\eta_{ном} \cdot H_{сн}^*}$ - номинальный расход топливного газа [$тыс. м^3 / час$];

N_n - номинальная мощность [$кВт$]; $\eta_{ном}$ - номинальный КПД ГТУ; $H_{сн}^*$ - номинальная низшая удельная объемная теплота сгорания топлива (принимается равной $34500 \text{ кДж} / м^3$); $T_{воз}$ - расчетная температура атмосферного воздуха [$^{\circ}K$]; $T_{нв}$ - номинальная температура воздуха [$^{\circ}K$]; $p_{воз}$ - расчетное давление воздуха

[МПа]; $p_{нв}$ - номинальное давление воздуха [МПа]; K_{mz} - коэффициент технического состояния; $K_{\bar{n}}$ - обычно учитывается в составе K_{mz} .

Потребление топливного газа за расчетный период определяют по формуле [3-5]:

$$Q_{mz}^r = q_{mz} \cdot \tau \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

где: τ - время расчетного периода.

Исходными данными для данной подсистемы будут характеристики, необходимые для расчета активных элементов - компрессорных станций и пассивных - линейных участков.

Для однозначности постановки задачи необходимо также задать граничные условия. Для коридора типа цепочки такими условиями будут давление и расход газа на входе.

Задача заключается в формировании оптимального управления (режимов работы всех компрессорных станциях подсистемы) с целью минимизации затрат на перекачку газа, т.е. минимизацию суммарной стоимости газа, израсходованного газотурбинными установками и электроэнергией на электроприводных установках.

Рассмотрим принципиальную расчетную схему магистрального газопровода, изображенную на рисунке 1.

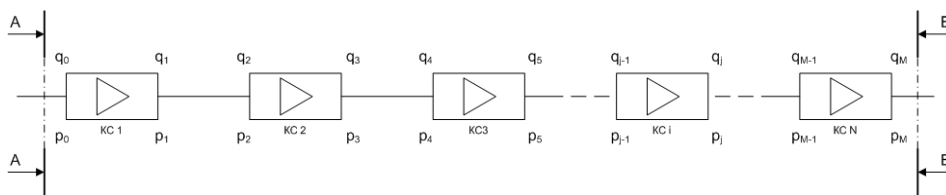


Рисунок 1. Принципиальная расчетная схема газопровода

Для газопровода изображенного на рисунке 1 граничными условиями будут p_0, p_M, q_0 . Аддитивная функция цели для рассматриваемой схемы будет иметь следующий вид:

$$\begin{aligned} \Phi = & \varphi_1(p_0, \vec{u}_1) + \varphi_2(p_1, \vec{u}_2) + \dots \\ & \dots + \varphi_i(p_{j-1}, \vec{u}_i) + \dots + \varphi_N(p_{M-1}, \vec{u}_N) \end{aligned} \quad (7)$$

Вектор управлений \bar{u}_i и состояние на входе в КС p_{j-1} однозначно определяют результирующее состояние p_j . И наоборот, состояния p_{j-1} и p_j позволяют найти управление \bar{u}_i , хотя необязательно однозначно. Будем считать, что для фиксированных p_{j-1} и p_j можем найти такое управление \bar{u}_i , при котором функция цели была бы минимальной

$$g_i(p_{j-1}, p_j) = \min_{p_j = p_j(p_{j-1}, \bar{u}_i), \bar{u}_i} \varphi_i(p_{j-1}, \bar{u}_i), \quad (8)$$

минимизация проводится по тем значениям \bar{u}_i , которые приводят к данной величине p_j .

Функция $g_j(p_{j-1}, p_j)$ – представляет собой затраты на j -ом элементе системы при условии, что давление перед ним равно p_{j-1} , а после него p_j .

Для пассивного элемента из-за отсутствия управлений для каждого p_{j-1} существует лишь одно допустимое значение p_j , причем соответствующее значение функции g_j равно нулю.

Для активного элемента, когда либо $p_{j-1} = p_j$ и $g_i(p_{j-1}, p_j) = 0$, $q_j = q_{j-1}$ (станция отключена), либо, если пара p_{j-1} и p_j технологически допустима ($p_{j-1} < p_j$), и выполняются соответствующие ограничения, то функция g_i , $i = 1..N$ определяется следующим образом:

- для газотурбинной КС (C_g - стоимость тыс. м³ газа)

$$g_i(p_{j-1}, p_j) = C_g q_{m.e.}(p_{j-1}, p_j, q_{j-1}), q_j = q_{j-1} - q_{m.e.}(p_{j-1}, p_j, q_{j-1}) \quad (9)$$

- для электроприводной КС (C_e - стоимость кВт*час)

$$g_i(p_{j-1}, p_j) = C_e E(p_{j-1}, p_j, q_{j-1}), q_j = q_{j-1} \quad (10)$$

Обозначим $p_j - p_{j-1} = \Delta p_j$ - изменение давления на j -ом элементе, тогда должно выполняться условие

$$\sum_{j=1}^M \Delta p_j = p_M - p_0 \quad (11)$$

Задача сводится к отысканию такого распределения p_1, p_2, \dots, p_{M-1} которое удовлетворяет уравнению (6) и обеспечивает минимум функции

$$R(p_1, \dots, p_{M-1}) = g_1(p_0, p_1) + g_N(p_{M-1}, p_M) \quad (12)$$

К многошаговому процессу можно непосредственно применить принцип оптимальности. Введем последовательность функций $f_i(p_j)$ ($i = 1, \dots, N$). Функция f_i представляет собой суммарные затраты на первых j шагах при условии, что траектория p_0, p_1, \dots, p_j оптимальна.

Естественно считать $f_0(p_0) = 0$, тогда

$$f_1(p_1) = g_1(p_0, p_1) \quad (13)$$

Для функций $f_i (i > 1)$ получается рекуррентное соотношение

$$f_i(p_j) = \min_{p_{j-1}} [f_{i-1}(p_{j-1}) + g_i(p_{j-1}, p_j)] \quad (i = 1 \dots N) \quad (14)$$

Минимизация проводится по тем значениям p_{j-1} , при которых осуществим переход из состояния p_{j-1} в состояние p_j . Диапазон изменения p_j меняется от шага к шагу $p_j \in [p_*, p^*]$, где p^* - максимальное, а p_* - минимальное значение p . Значения p^* и p_* будут определяться соответствующим набором соотношений.

Положим $g_j(p_{j-1}, p_j) = \infty$, когда из-за технологических ограничений невозможно перейти из состояния p_{j-1} в состояние p_j .

Численное решение получается дискретизацией в области фазовых координат p_j . Интервал $[p_*, p^*]$ разбивается шкалой так, чтобы значения функций $f_i(p_j)$ в точках сетки p_j^l , давали достаточно полное представление о поведении f_i на всем интервале $[p_*, p^*]$.

Таким образом, общий вид уравнения, по которому строится итеративный процесс, можно записать в виде:

$$f_i(p_j^l) = \min_{\zeta} [f_{i-1}(p_{j-1}^{\zeta}) + g_i(p_{j-1}^{\zeta}, p_j^l)] \quad (15)$$

В качестве примера реализации данного алгоритма рассмотрим газопровод длиной 963 км, диаметром 1420 мм, который включает в себя 3 нитки и 9 компрессорных станций (рис.2). Результаты оптимизации представлены в табл. 1.

Таким образом, анализ полученных результатов показывает их адекватность, и разработанные алгоритмы могут быть использованы для практического применения с целью определения эмиссий загрязняющих веществ при работе компрессорных станций на магистральных газопроводах. При этом рассчитываемые режимы работы компрессорных станций позволяют минимизировать объемы сжигаемого на ГПА природного газа при заданной производительности газопровода. Следует отметить, что величина отношения расхода топливного газа к количеству транспортируемого газа характеризует эффективность работы компрессорных станций (при работе КС по сложившейся технологической схеме этот осредненный показатель оценивается в 33 м³/млн. м³·км).

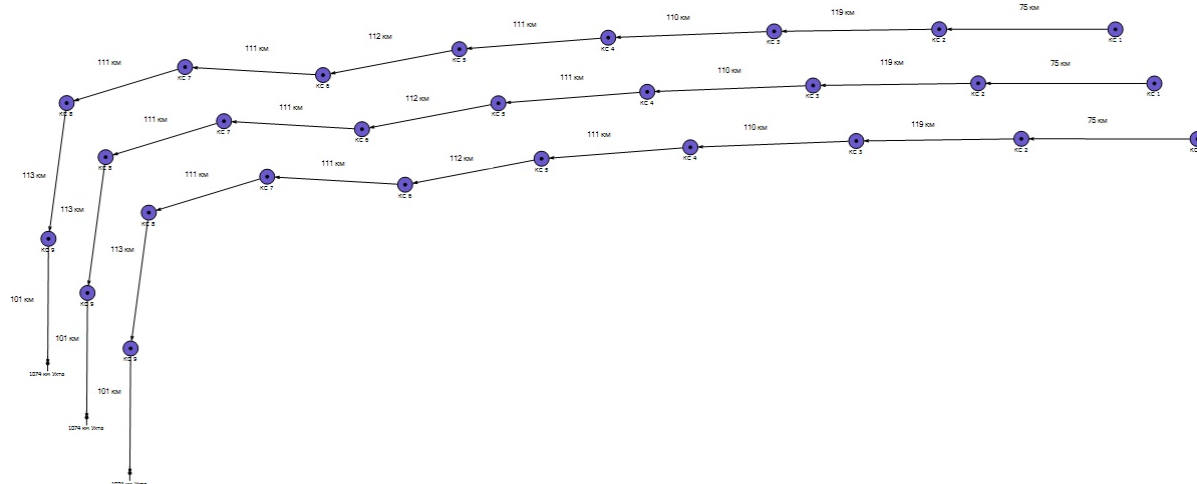


Рисунок 2. Схема участка газотранспортной системы

В качестве практической реализации предлагаемого подхода проведена оценка геоэкологических рисков при реконструкции и развитии газотранспортной системы Средняя Азия – Центр (ГТС САЦ). В связи с предполагаемым увеличением объемов поставок газа по ГТС САЦ (с 45 до 80 млрд. куб. м.) были определены объемы выбросов азота в составе оксидов и проведена оценка возможных геоэкологических рисков от выбросов вредных веществ, содержащихся в природном газе. При расчетах учитывалось, что количество азота в составе природного газа, транспортируемого по ГТС САЦ, в среднем составляет 2,5% (плотность азота при стандартных условиях определялась по справочным данным). Оптимизация проводилась с применением изложенных выше алгоритмов на основе имеющихся данных по текущим и перспективным поставкам газа по газопроводам Средней Азии, соответственно, на 2005 и 2010 года. Предварительно были проведены расчеты по пессимистичному сценарию, который базируется на предположении о сохранении удельных объемов выбросов оксидов азота на существующем уровне.

Результаты расчетов объемов выбросов оксидов азота для каждой компрессорной станции газотранспортной системы «Средняя Азия – Центр» представлены в таблице 2.

Таблица 1

Пример реализации оптимизационного алгоритма

| Наименование КС | КС-1 | КС-2 | КС-3 | КС-4 | КС-5 | КС-6 | КС-7 | КС-8 | КС-9 |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Число цехов КС | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| Макс. число ГПА | 15 | 12 | 10 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 10 |
| Число ГПА под нагрузкой | 15 | 10 | 10 | 12 | 11 | 12 | 11 | 11 | 10 |
| Число ГПА под нагрузкой в каждом цехе | /5/5/5/ | /4/4/2/ | /3/3/4/ | /4/4/4/ | /4/4/3/ | /4/4/4/ | /4/4/3/ | /4/4/3/ | /3/3/4/ |
| Степень сжатия | 1,48 | 1,30 | 1,58 | 1,61 | 1,60 | 1,63 | 1,59 | 1,58 | 1,54 |
| Давление на выходе КС, МПа | 11,52 | 11,80 | 11,80 | 11,80 | 11,74 | 11,80 | 11,80 | 11,80 | 11,46 |
| Давление на входе КС, МПа | 7,98 | 9,32 | 7,68 | 7,56 | 7,56 | 7,47 | 7,65 | 7,69 | 7,64 |
| Расход газа на входе в КС, млн. м3/сут | 554,1 | 552,3 | 551,1 | 549,1 | 546,7 | 544,5 | 542,1 | 539,8 | 537,6 |
| Температура газа на выходе из КС, С | 12 | -2 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 | 12 |
| Температура газа на входе в КС, С | -2 | 4 | -19 | -5 | -5 | -5 | -4 | -4 | -4 |
| Максимальная располагаемая мощность ГПА, МВт | 264,0 | 211,2 | 275,0 | 330,0 | 330,0 | 330,0 | 330,0 | 330,0 | 275,0 |
| Располагаемая мощность работающих ГПА, МВт | 264,0 | 176,0 | 275,0 | 330,0 | 302,5 | 330,0 | 302,5 | 302,5 | 275,0 |
| Мощность на муфте ЦБН, МВт | 262,6 | 172,4 | 267,4 | 306,9 | 301,7 | 313,6 | 295,4 | 290,7 | 274,2 |
| Коэф-т загрузки мощности | 0,99 | 0,98 | 0,97 | 0,93 | 1,00 | 0,95 | 0,98 | 0,96 | 1,00 |
| Расход топливного газа, млн. м3/сут | 1,79 | 1,18 | 2,03 | 2,35 | 2,27 | 2,39 | 2,24 | 2,21 | 2,07 |

Таблица 2

Сопоставление объемов выбросов оксидов азота
на компрессорных станциях ГТС САЦ (пессимистичный сценарий)

| Наименование участка | Количество КС | Объем выбросов (т) до расширения ГТС | Объем выбросов (т) после расширения ГТС |
|----------------------|---------------|--------------------------------------|---|
| Газли - Хива | 2 | 825 | 2060 |
| Белек - Бейнеу | 4 | 205 | 1030 |
| Шатлык - Хива | 3 | 3610 | 5155 |
| Хива - Бейнеу | 5 | 4435 | 7220 |
| Бейнеу – Ал. Гай | 6 | 4640 | 8250 |

Как было отмечено выше, данные расчеты проведены без учета современных разработок, направленных на сокращение выбросов вредных веществ при эксплуатации газопроводов, в том числе с продуктами сгорания на КС. Для сопоставления проведены расчеты объемов выбросов оксидов азота с учетом возможности их сокращения в 1,8 раза за счет внедрения современных серийных ГПА и оптимизации режимов работы всех компрессорных станций (оптимистичный сценарий).

Результаты расчетов по газотранспортной системе «Средняя Азия – Центр» приведены в таблице 3.

Таблица 3

Сопоставление объемов выбросов оксидов азота
на компрессорных станциях ГТС САЦ (оптимистичный сценарий)

| Наименование участка | Количество КС | Объем выбросов (т) до расширения ГТС | Объем выбросов (т) после расширения ГТС |
|----------------------|---------------|--------------------------------------|---|
| Газли - Хива | 2 | 825 | 1145 |
| Белек - Бейнеу | 4 | 205 | 570 |
| Шатлык - Хива | 3 | 3610 | 2865 |
| Хива - Бейнеу | 5 | 4435 | 4110 |
| Бейнеу – Ал. Гай | 6 | 4640 | 4585 |

Как уже было отмечено, оптимизация управления геоэкологическими рисками при эксплуатации компрессорных станций на магистральных газопроводах связана с уменьшением выбросов в атмосферу вредных веществ, образующихся при сжигании природного газа. Эти вещества, после фотохимических и физико-химических превращений в атмосфере могут поступать

в наземные и водные экосистемы в зоне воздействия КС, определяя фоновое и импактное воздействие на различные компоненты этих экосистем. Допустимый уровень этого воздействия может быть рассчитан с использованием методологии критических нагрузок [6]. Превышение рассчитанных величин критических нагрузок (КН) приводит к возникновению геоэкологических рисков.

Пилотные расчеты величин геоэкологических рисков для природных экосистем в зоне прохождения ГТС «Средняя Азия – Центр», были выполнены на основе литературных и картографических данных. В программном пакете ArcView был подготовлен ГИС-проект, состоящий из нескольких слоев тематической информации (почвы, почвообразующие породы, тип использования земель, осадки, температура, выпадения азота и др.) и атрибутивной таблицы параметров, необходимых для расчета величин КН и их превышений. Пространственное распределение полученных значений критических нагрузок для питательного азота ($CL N_{nut}$), рассчитываемых для сохранения биоразнообразия, и максимальных критических нагрузок азота ($CL N_{max}$), рассчитываемых для предотвращения подкисления экосистем, в пределах рассматриваемой территории показано на рисунке 3.

Значения КН по питательному азоту изменяются от 125 до 1400 экв./га в год, что соответствует допустимому поступлению от 1.5-2 до 18-20 кг N/га в год. Максимальные величины КН получены для активно используемых под пастбища высокопродуктивных луговых ценозов на лугово-бурых полупустынных почвах, минимальные – для сильно разреженных сообществ солонцовых комплексов. На большей части территории преобладают экосистемы с уровнем КН 300-450 экв./га или 4-6,5 кг N/га в год.

Рассчитанные значения нагрузок максимального азота существенно выше - от 2450 до 3500 экв./га в год и более, что связано с высоким потенциалом экосистем аридной зоны в отношении нейтрализации кислотной составляющей азотных выпадений. Для большей части рассматриваемой территории допустимый уровень суммарной азотной нагрузки по результатам выполненных пилотных оценок может составлять 2600-3100 экв./га или 35-40 кг N/га в год.

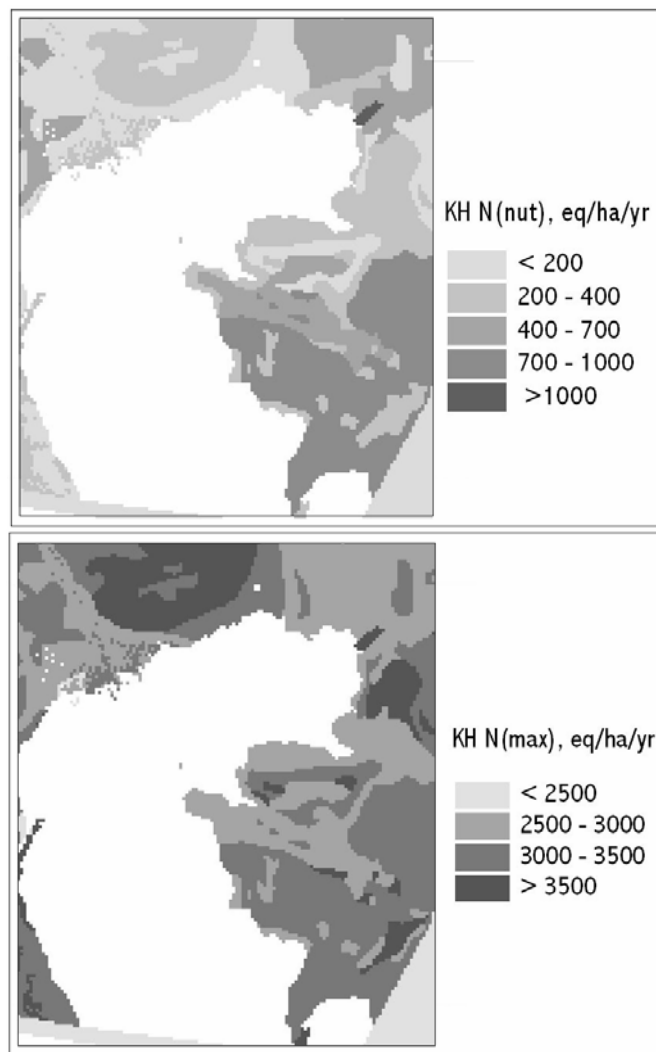


Рисунок 3. Распределение величин критических нагрузок питательного азота (левая схема) и максимального азота (правая схема) в зоне воздействия эмиссионных выбросов ГТС САЦ

Существующий в настоящее время уровень выпадений оксидов азота в пределах территории исследования равен 0,5-2,5 кг N/га в год, что соответствует значениям фоновых регионов и ниже рассчитанных величин КН. Пространственное распределение атмосферной поставки NO_x имеет тенденцию снижения с запада на восток, являясь свидетельством трансграничного переноса окислов азота. В результате проектируемого увеличения объемов транспортировки газа по ГТС САЦ уровень азотной нагрузки возрастет по предварительным оценкам до 1-4 кг N/га в год. Анализ данных показывает, что при этом возможно *превышение* рассчитанных *величин КН* по питательному азоту для отдельных экосистем солонцовых комплексов, для которых характерны низкие параметры

выноса азота с биомассой растительности и накопления азота в почвенном органическом веществе. Превышение максимальных критических нагрузок азота в рамках рассматриваемого сценария развития ГТС САЦ не выявлено.

При наличии превышений критических нагрузок необходимо снижать выбросы поллютантов как за счет применения технологических операций, так и за счет суммарного сокращения энергозатрат. Поскольку эти процессы дорогостоящие, то для расчета их экономической эффективности необходимо оценивать величины предотвращенного экологического ущерба (ПЭУ).

Для укрупненного расчета ПЭУ для биоресурсов экосистем (почвы, растительный и животный мир) при эксплуатации КС с использованием нормативного метода используется следующая формула[7]:

$$У^{\circ}_{\text{прс}} = \sum_{i=1}^N N^{\text{P}_i} \times K_p \times H, \quad (16)$$

где:

$У^{\circ}_{\text{прс}}$ – оценка в денежной форме величины предотвращенного ущерба биоресурсам от мероприятий по минимизации энергозатрат и соответствующего уменьшения выбросов вредных веществ при эксплуатации КС за отчетный период времени, тыс. руб./год;

N^{P_i} – суммарная численность видов биоресурсов (комплекс из видов от 1 до N), которая может быть потеряна в результате инерционного воздействия, шт.;

H – такса ущерба биоресурсам (средняя величина от суммы такс по каждому виду из анализируемого комплекса видов на данной территории), руб.

Предотвращенный ущерб экосистемам в зоне воздействия КС будет рассчитан как разность между величиной прогнозируемого экологического ущерба, причиняемого без проведения природоохранных мероприятий (инерционный сценарий), и остаточного экологического ущерба после их реализации.

Литература

1. Газпром. Экологический отчет 2005.
http://www.gazprom.ru/documents/Gazprom_Ecology_Rus_2005.pdf.
2. ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные газопроводы. М., Мингазпром, 1985.
3. Сарданашвили С. А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). М., Нефть и Газ, 2005.
4. Сухарев М. Г., Карасевич А.М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. М., Нефть и Газ, 2000.
5. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов (НТП МГ). М. ООО ВНИИГАЗ, ООО ИРЦ «Газпром», 2003.
6. Башкин В.Н., Казак А.С., Припутина И.В., Горлов Д.В. Оценка экологического риска при модернизации газопроводной системы «Средняя Азия – Центр». Охрана окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2006, № 5, 5-13.
7. Приказ МПР России от 4 мая 1994 г. № 126.