

**ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ  
РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕРАВНОМЕРНОСТИ В СИСТЕМЕ  
«ДОБЫЧА – ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ –  
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА»**

Агаев Н.Б.

*к.т.н., доцент*

*Национальная академия авиации,  
Баку, Азербайджанская Республика*

Гусейнов Т.А.

*аспирант*

*Институт геологии НАН Азербайджанской Республики, Баку*

*Разработана математическая модель оптимального регулирования неравномерности в системе «добыча — трубопроводный транспорт — распределение». Модель учитывает основные технологические факторы, определяющие нормальное функционирование данной системы. На основе фактических данных показана работоспособность предлагаемой модели. Определены прогнозные значения начала отбора газа из ПХГ и закачка в ПХГ, знание которых позволяет наилучшим образом регулировать технологические процессы работы всей системы «добыча — трубопроводный транспорт — распределение».*

*Ключевые слова: газ, подземное хранение газа, трубопроводная транспорт газа, газопотребление, регулирование неравномерности, математический модель регулирования неравномерности, объем газопотребление.*

### **Введение**

Система добычи, трубопроводного транспорта и распределения природного газа (система ДТТР), является сложной технической системой, характеризующейся своими специфическими свойствами и особенностями, выделяющими ее в качестве самостоятельного технического объекта: большой территориальной протяженностью; огромным числом элементов, формирующих систему; нестационарностью протекающих в системе процессов; иерархической структурой; наличием централизации управления технологическим процессом транспорта и децентрализацией распределения газового топлива. При этом, наличие сложных распределительных систем, близко расположенных к газодобывающим предприятиям, определяет существенную зависимость режимов работы газовых месторождений от режима потребления газа [1]. С чисто технологическими связями

здесь существует и тесная экономическая взаимозависимость элементов, проявляющаяся в процессах планирования, проектирования, строительства, реконструкции, функционирования и управления этими комплексами. Природа этой взаимосвязанности заключается в общности и единстве критериев функционирования системы, благодаря чему при изменении главных параметров (объема годовой добычи и подачи газа узлу газопотребления, мощности межсистемного газового потока и т.д.) какого-либо существенного элемента этой системы в принципе должны изменяться и параметры остальных элементов. Учитывая, что система ДТТР в целом является одной из подструктур топливно-энергетического комплекса страны, эти изменения главных ее параметров могут передаваться и сказываться на функционировании других подструктур топливно-энергетической структуры республики.

Масштабность, динамичность, наличие многообразных внутренних и внешних связей - все это позволяет квалифицировать газоснабжающую систему как одну из наиболее сложных больших развивающихся подструктур топливно-энергетического комплекса республики. Система ДТТР развивается под воздействием закономерностей, характерных для других подсистем топливно-энергетического комплекса, таких как централизация энергоснабжения, концентрация мощностей, комплексное использование ресурсов и др. Вместе с тем целый ряд решающих специфических свойств и особенностей этой системы приводит, с одной стороны, к своеобразным формам проявления общеэнергетических закономерностей развития, а с другой - к наличию дополнительных закономерностей, характерных преимущественно только для нее. Ряд последних особенностей связан с физическими свойствами газа и технологическими особенностями функционирования объектов добычи, трубопроводного транспортирования и распределения его. Одно из основных особенностей заключается в ограниченных возможностях маневрирования потоками газа и отборами его из месторождений [2].

Все эти причинно-следственные взаимозависимости ставят задачу разработки научно-обоснованной стратегии, предусматривающей эффективное, надежное и безопасное управление системой ДТТР не только для отдельных ее подсистем, но и для всей системы, как единой технологической системы.

В рамках данной проблемы особое место занимает задача конструирования концептуально новой модели управления систем трубопроводного транспорта газа, имеющей заданную топологию, которая предусматривает оптимизацию процесса «добыча, трубопроводный транспорт и потребление природного газа» с помощью современных информационных технологий учета конкретных технических требований к системе, через регулирование процесса неравномерности.

### **Постановка задачи**

Одна из характерных особенностей системы регулирования неравномерности заключается в следующем:

- при заданной функции объема газопотребления, чем больше производительность, а следовательно и объем подземного газохранилища, тем меньше мощность промысла и газопровода.

В экономической интерпретации это выражается в формировании конкурирующих затрат, - с одной стороны на добычу и магистральный транспорт, с другой стороны - на подземное хранение. Это положение в совокупности с наличием большого числа переменных с различными техническими и технологическими показателями, а также ограничений на переменные в виде балансовых уравнений и граничных условий, обусловленное структурой исследуемой системы ДТТР, формирует типичную оптимизационную задачу, для решения которой необходимо использовать современные информационные технологии.

Исходя из технических возможностей и экономической целесообразности совместной работы средств регулирования и их целевого назначения, заключающегося в улучшении экономических показателей добычи и транспорта природного газа, они должны быть объединены в единую функциональную систему - систему регулирования неравномерности в газоснабжении для покрытия суммарной неравномерности во внутрисезонных разрезах. При этом целесообразные границы использования должны быть обоснованы их техническими и технологическими возможностями (рис. 1).

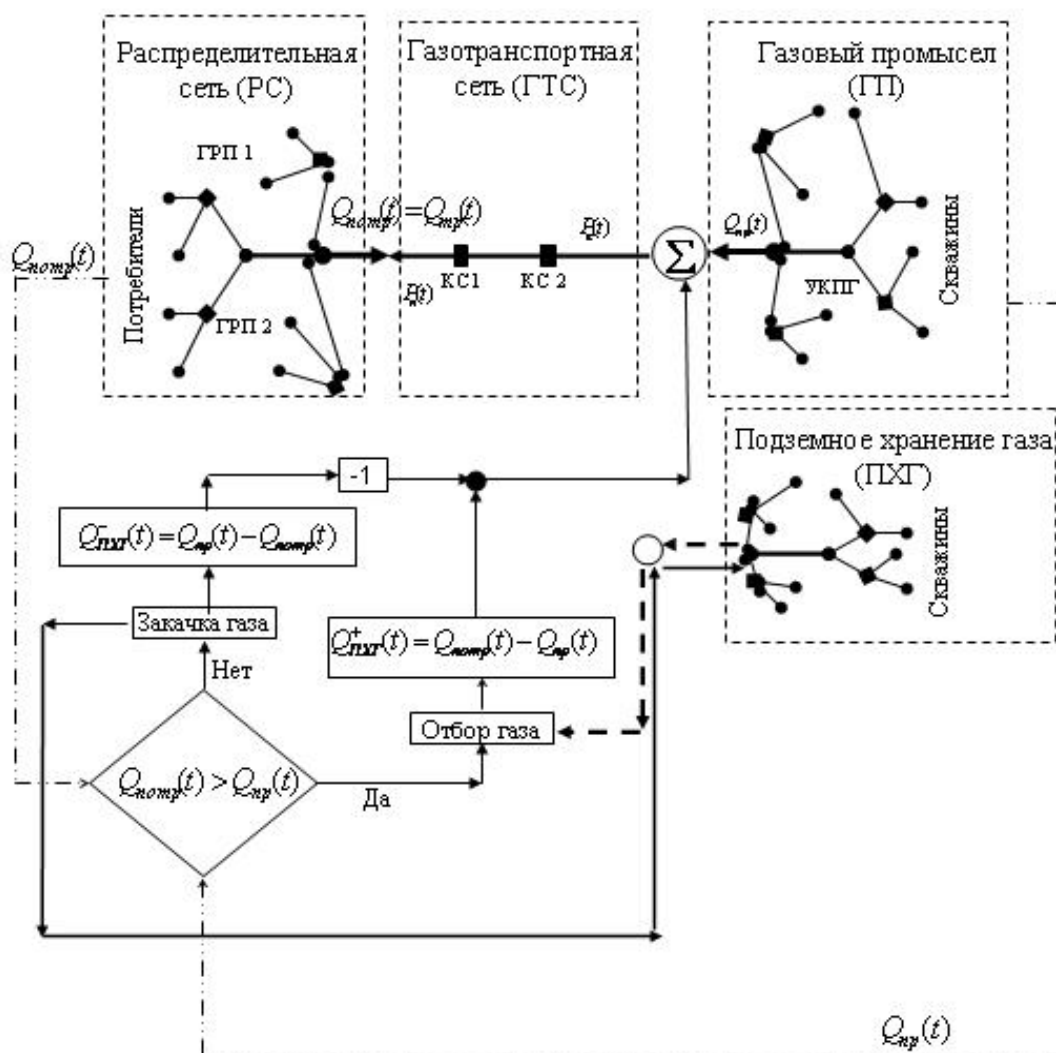


Рисунок 1. Общая схема процесса регулирования неравномерности в системе «добыча — трубопроводный транспорт — распределение»

$Q_{потр}(t)$  - объем потребляемого газа

$Q_{доб}(t)$  - объем добычи

$Q_{тран}(t)$  - объем транспортируемого газа

$Q_{ПХГ}^{\pm}(t)$  - объем закачки (-) в ПХГ и отбора (+) из ПХГ

ГРП - газорегуляторный пункт

УКПГ - установка комплексной подготовки газа

Учитывая вышеуказанные обстоятельства постановка задач имеет вид:

Пусть функция  $Q_{номп}(t)$  описывает график суточных расходов газопотребления за период  $T$ , включающий два календарных года. Требуется определить такое начало  $t_1$  и продолжительность  $t_3 - t_1$  расчетного периода  $T_p$ , при котором объем резервирования природного газа в ПХГ  $Q_{ПХГ}^+(t)$  в течении периода  $t_2 - t_1$  наилучшим образом компенсирует недодачу газа по газопроводу в период  $t_3 - t_2$  в объеме  $Q_{ПХГ}^-(t)$ . Здесь  $t_1$  - начало закачки газа в ПХГ, а  $t_2$  - конец закачки и одновременно начало отбора природного газа из ПХГ. Как следует из рис. 1 ввиду равенства объемов подачи и потребления газа за расчетный период, концы кривых на графике совпадут. Это означает, что конец отбора из ПХГ  $t_3$  равен началу закачки для следующего расчетного периода. Простое равенство объема добычи и потребления не означает начало закачки или отбор.

Математически все эти условия выражаются следующим образом:

По выделенным генеральным совокупностям объема потребления и добычи газа необходимо найти такие значения  $t_1$ ,  $t_2$  и  $t_3$ ,  $0 < t_1 < t_3 < t_3$ , обеспечивающие условия:

$$M \left\{ \int_{t_1}^{t_2} Q_{ПХГ}^+(t) dt \right\}^2 - M \left\{ \int_{t_2}^{t_3} Q_{ПХГ}^-(t) dt \right\}^2 \rightarrow \min \quad (1)$$

$$\begin{aligned} t_1 &= \left\{ t : (0 \leq t \leq T) \wedge (Q_{дооб}(t) = Q_{номп}(t)) \wedge (Q'_{дооб}(t) > 0) \wedge (Q'_{номп}(t) < 0) \right\} \\ t_2 &= \left\{ t : (0 \leq t \leq T) \wedge (Q_{дооб}(t) = Q_{номп}(t)) \wedge (Q'_{дооб}(t) < 0) \wedge (Q'_{номп}(t) > 0) \right\}, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $M$  - математическое ожидание;

$\wedge$  - знак конъюнкции, означает одновременно выполнение условий.

По решению задачи (1) - (2) определяется суммарный объем закачки в ПХГ в течение периода  $t_2 - t_1$ :

$$\int_{t_1}^{t_2} Q_{ПХГ}^+(t) dt = \int_{t_1}^{t_2} [Q_{дооб}(t) - Q_{номп}(t)] dt \quad (3)$$

а также суммарный объем отбора из ПХГ в течение периода  $t_3 - t_2$ :

$$\int_{t_2}^{t_3} Q_{ПХГ}^-(t) dt = \int_{t_2}^{t_3} [Q_{номп}(t) - Q_{дооб}(t)] dt \quad (4)$$

В модели (1) - (2) принимаются следующие допущения:

- Топология газоснабжающей сети и климатической особенности региона считается постоянной.

- При относительно кратковременных нарушениях в системе из-за инерционности переход ПХГ от отбора к закачке газа, практически невозможен, поэтому ПХГ в первый расчетный период работает как потребитель газа, а во второй - источник.

- Потери газа при всех технологических звеньях не учитываются.

При решении вышеуказанной задачи регулирования неравномерности исходными данными являются: схема системы газоснабжения, включающая в себя системы добычи, транспорта и распределения, их топологию, климатические особенности рассматриваемого региона.

Следует отметить, что функции  $Q_{номп}(t)$ ,  $Q_{ПХГ}^+(t)$ ,  $Q_{ПХГ}^-(t)$  и  $Q_{np}(t)$  имеют вероятностную природу формирования, причем три последние, кроме этого, зависят от состояний соответствующего оборудования. Так как, основным источником формирования неравномерной работы производственных мощностей промыслов и газопроводов является неравномерность газопотребления - объективный процесс, протекающий во времени и формирующийся за счет колебаний расходов потребления газа: обусловлен климатическими факторами, укладом жизни населения и рядом других причин.

Из сказанного следует, что функции  $Q_{ПХГ}^+(t)$ ,  $Q_{ПХГ}^-(t)$  и  $Q_{np}(t)$  должны быть определены с учетом характеристики неравномерности  $Q_{номп}(t)$ . Это означает, что неравномерности в добыче, транспорте и потреблении должны оцениваться одинаково как по форме, так и по содержанию показателей. Однако при определении этих функции требуется одновременно соблюдать взаимосвязь между ними и условиями технологических процессов.

Рассмотрим методику определения каждой из этих функции в отдельности.

*Система потребления газа.*

Для разработки модели оптимального управления распределительными сетями, передающими газ от газораспределительной станции до потребителей, требуется с достаточной точностью прогнозировать различные непрерывные процессы в сети газопровода, в том числе и процессы потребления газа.

При этом приходится использовать разнообразную информацию. Во-первых нужно анализировать технические характеристики существующих сетей- входные и выходные номинальные давления и производительность, топологию сети, список потребителей сетевого газа с указанием годового и максимального часового потребления. Во-вторых, требуется информация о потенциальных потребителях газа: их местонахождении, годовом и максимальном часовом потреблении, уровень готовности к приему газа. Кроме того, надо учитывать ограниченную пропускную способности газораспределительной станции: суммарный объем потребляемого газа не должен превышать его производительности.

Потребление газа идет круглосуточно и представляет собой случайный процесс, имеющий определенные закономерности во времени. При разработке модели потребление газа можно ограничиться простым сопоставлением, т.е. предполагая существование тренда или с помощью статистической гипотезы можно проверить и оценить наличие тренда в рассматриваемом временном ряду объема потребления газа [4]. Однако такая методика не является эффективной при наличии периодических явлений и иногда дает неверные результаты. При этом можно использовать другие методы, например метод Фостера-Стьюарта, который лишен вышеуказанных недостатков [5]. Если результаты исследований показывают, что тенденция в данном временном ряду нарушается, то надо применять методы сглаживания для минимизации влияния случайных факторов. В статистике эти внутрирядные изменения называются «сезонные колебания» или «сезонные волны». Эти изменения обуславливаются следующими естественными условиями:

1. если рассматриваются квартальные и месячные данные, тогда сезонные колебания получаются за счет температуры окружающей среды. Внутригодовые колебания в ряде газопотребления имеют существенный вес, так как именно они характеризуют сезонные колебания, предусматривая зимние и летние режимы газопотребления;

2. сезонные колебания в газопотреблении отраслей, работа которых сильно связана с уровнем обеспечения их топливом на год, вызывает колебания в работе газопотребления.

При выявлении тренда ряда, подверженного сезонным колебаниям, можно воспользоваться любым методом, применяемым для этой цели. Например, можно воспользоваться следующей линейной моделью

$$Q_{номп}(t) = Q_1(t) + Q_2(t) + \varepsilon_t, \quad (5)$$

где  $Q_1(t)$  - тренд без учета сезонных изменений;  $Q_2(t)$  - сезонная составляющая;  $\varepsilon_t$  - стационарная случайная величина.

Следует отметить, что для математического описания тренда и сезонной составляющей можно использовать следующие аналитические выражения:

$$Q_1(t) = Q_{max} \left[ 1 - \frac{Q_{max} - Q_{min}}{Q_{max}} \left( \frac{t}{T} \right)^{\frac{Q_{cp} - Q_{min}}{Q_{max} - Q_{cp}}} \right] \quad (6)$$

$$Q_2(t) = Q_{cp} + \sum_{i=1}^{\lfloor T/2 \rfloor - 1} a_{2i-1} \cos\left(\frac{2\pi i}{T} t\right) + a_{2i} \sin\left(\frac{2\pi i}{T} t\right), \quad (7)$$

где индексы *max*, *min* и *cp* - максимальное, минимальное и среднее значение объема потребляемого газа за расчетный период.

Оценка параметра регрессионного уравнения производится по всем замерам, полученным за расчетный период.

Полагая  $\varepsilon_t$  нормально распределенные случайные величина с нулевыми математическими ожиданиями и единичными дисперсиями, в качестве наилучшего прогноза для  $\varepsilon_t$  принимаем следующие формулы:

$$\varepsilon_t = \frac{R(t)}{R(0)} \varepsilon_0 \quad (8)$$

где  $R(t)$  - автокорреляционные функции стационарной случайной величины  $\varepsilon_t$ :

$$R(t) = R(0) e^{-at} \quad (9)$$

$\varepsilon_0$  - начальное значение величина  $\varepsilon_t$

$$\varepsilon_0 = Q_{номп}(0) - Q_1(0) - Q_2(0) \quad (10)$$

### Газовый промысел (ГП).

Промыслом будем называть совокупность объектов добычи газа, техногенную цепочку пласт- скважина- шлейф, вплоть до дожимной компрессорной станции или установки комплексной подготовки газа. Моделью промысла служит формула, характеризующая взаимосвязь дебита  $Q_{np}(t)$ , поступающего от

ГП в транспортную систему, пластового  $P_{nl}(t)$  и конечного давлений на выходе из системы подготовки газа  $P_k(t)$ . Кроме того, в модель должны входить ограничения по максимальному отбору газа и рабочему давлению в промышленном газопроводе.

При конкретной разработке модели можно принять следующие упрощающие допущения:

- эксплуатация газовой залежи происходит в условиях газового режима, когда единственной силой, обуславливающей приток газа к скважинам, является давление самого газа;

- при движении газа температура его не изменяется; все скважины работают в одинаковых (средних) условиях и имеют равную производительность;

- если давление на выходе из ствола скважины больше или равно давлению в магистральном газопроводе, то газ поступает в этот газопровод через дроссельное устройство, в противном случае она сжимается в компрессорах до давления в газопроводах.

Отсюда следует, что давление  $P_k(t)$  равно требуемому начальному давлению в системе транспорта газа. При этих допущениях с использованием закона Дарси и уравнения движения газа в стволе скважины, можно построить математическое выражение между дебитом каждой скважины, пластового давления и давления на выходе из системы подготовки газа. Аналогично определяется давление газа в пласте в конце некоторого интервала  $t$ , в зависимости от общего запаса газа. В математической модели месторождения на границе интервалов времени учитываются ограничения в виде [6]:

$$\frac{P_{nl}(t) - P_{заб}(t)}{P_{nl}(t)} \leq D_{nl}, \quad (11)$$

где  $D_{nl}$  - предельно допустимая относительная депрессия в пласте;

$P_{заб}(t)$  - забойное давление в скважинах.

Следует отметить, что в качестве модели ГП можно пользоваться следующий трехпараметрической формулой:

$$P_{nl}^2(t) - CP_n^2(t) = AQ_{np}(t) + BQ_{np}^2(t), \quad (12)$$

где  $A, B, C$  - адаптационные коэффициенты, которые определяются по данным эксплуатации за длительный период времени.

*Система подземного хранения газа.*

Технологический расчет режимов работы подземных хранилищ газа (ПХГ), базирующийся на гидравлических расчетах объектов ПХГ, является составной частью расчета режимов работы газотранспортной системы. Основное назначение хранилища – поддержка баланса газа в транспортной системе в условиях значительного колебания расхода газа.

По условию задачи система подземного хранения газа моделируется как газовый промысел. Однако в отличие от промысла, подземное хранилище имеет некоторые детерминированные параметры, такие как вместимость  $V_{ПХГ}$ , начальный запас газа в ПХГ -  $Q_{ПХГ}^0$  и др. Условия нормального функционирования подземного хранения газа можно выразить следующим образом:

$$\begin{aligned} 0 \leq Q_{ПХГ^+}(t) &\leq \min \left\{ \max Q_{отб}; Q_{ПХГ}^0 \right\} \\ 0 \leq Q_{ПХГ^-}(t) &\leq \min \left\{ \max Q_{зак}; V_{ПХГ} - Q_{ПХГ^0} \right\} \end{aligned} \quad (13)$$

где  $Q_{ПХГ^+}(t); Q_{ПХГ^-}(t)$  - текущий объем закачки и отбора;  $\max Q_{отб}$  - максимальный возможный отбор;  $\max Q_{зак}$  - максимальная возможная закачка.

*Система транспорта газа.*

Цель построения модели системы транспорта газа состоит в том, чтобы найти такой оптимальный режим работы всей сети, который обеспечит потребителей требуемым объемом газа при заданной пропускной способности.

В качестве базовой модели можно использовать формулу [7]:

$$P_n^2(t) - P_k^2(t) = A Q_{mp}^2(t), \quad (14)$$

где  $Q_{mp}(t)$  - расход, млн.м<sup>3</sup>/сут.,  $P_n(t)$  и  $P_k(t)$  - значения давления в начале и в конце транспортных систем, МПа;  $A$  - обобщенный коэффициент сопротивления

$$A = \frac{k \Delta \lambda z_{cp} T_{cp} L}{c_1^2 d^5} \quad c_1 = 105,1; \quad (15)$$

$\Delta$  - относительная плотность по воздуху;  $z_{cp}$  -средний коэффициент по воздуху;  $T_{cp}$  - средняя температура, К;  $L$  - длина транспортных систем, км;  $d$  - внутренний диаметр трубы, м;  $\lambda$  -коэффициент гидравлического сопротивления;  $k$  - адаптационный коэффициент, который оценивается индивидуально для каждого участка по данным эксплуатации и характеризует фактические состояния

системы. Учитывая цели моделирования, величины  $sz_{cp}$  и  $T_{cp}$  можно считать постоянными.

Условие нормального функционирования системы транспорта газа задается следующим выражением:

$$\begin{aligned} P_{min} \leq P_{н,к}(t) \leq P_{max} \\ Q_{mp}(t) < Q_{max} \end{aligned} \quad (16)$$

где  $P_{min}$ ,  $P_{max}$  - максимальное и минимальное давление;  $Q_{max}$  - максимальная пропускная способность газотранспортной системы.

Для применения рассмотренной модели (1) - (2) в диспетчерском управлении в реальном режиме времени (в *online* режиме) требуется использование современного программного пакета оптимизации, который имеет ряд технологических достоинств:

- адаптивность, гибкость и надежность вычислительных схем решения подобных задач, которые связаны с высоким уровнем развития теории, методов и технологии решения, а также с профессиональным уровнем программной реализации указанных методов;

- стандартизация технологии подготовки исходных данных, управление ходом решения, анализ выходных результатов.

Для примера рассмотрим объем потребления и добычи за 2005-2006 гг. Следует отметить, что под добычей здесь подразумевается суммарный объем импортируемого газа и объем добычи газа. Для облегчения вычислительного процесса объем добычи и потребления аппроксимированы следующими функциями (рис. 2 и рис. 3):

$$\begin{aligned} Q_{номп}(t) &= 7,81 + 2,91 \sin\left(\frac{\pi t}{6} + 0,434\right) \\ Q_{доб}(t) &= 7,78 + 1,16 \sin\left(\frac{\pi t}{6} + 0,434\right) \end{aligned} \quad (17)$$

Следует отметить, что среднотносительные ошибки аппроксимации составляют 9,1 % и 9,3 % соответственно. Выбора вида функции позволяет решить задачи (1)-(2) аналитически. В этом случае задача представляется тригонометрическим уравнением, решение, которого можно представить в виде:  $t_1 = 4,23$ ;  $t_2 = 10,18$ ;  $t_3 = 16,2$ .

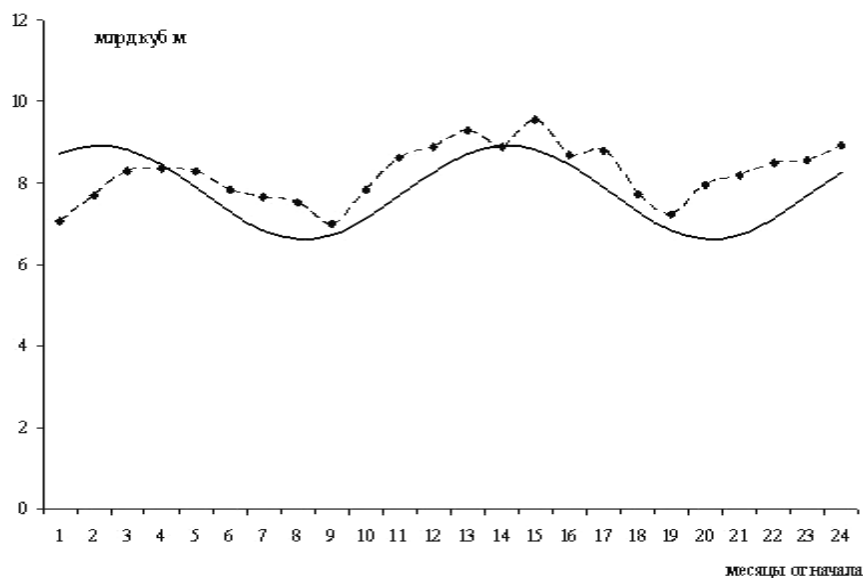


Рисунок 2. Изменение суммарного объема добычи и импортируемого газа и его аппроксимация за 2005-2006 гг.

—◆— фактические данные — аппроксимационные кривые

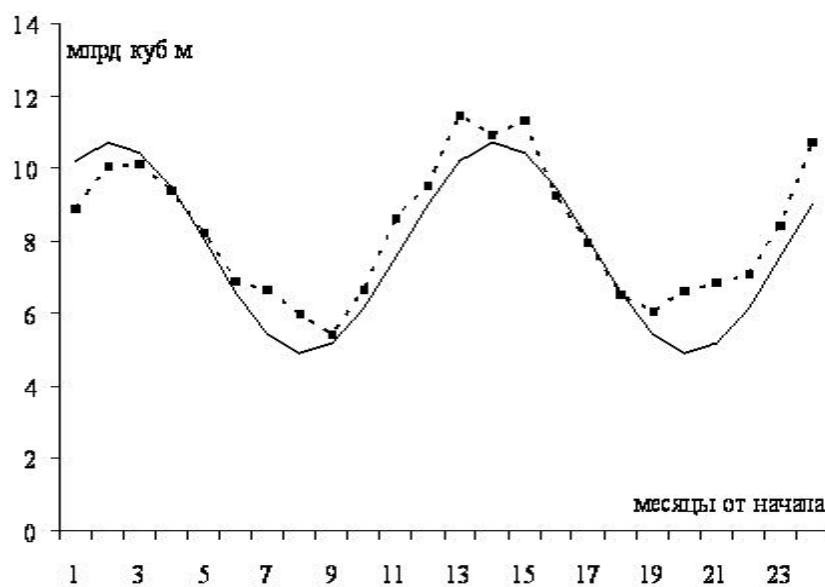
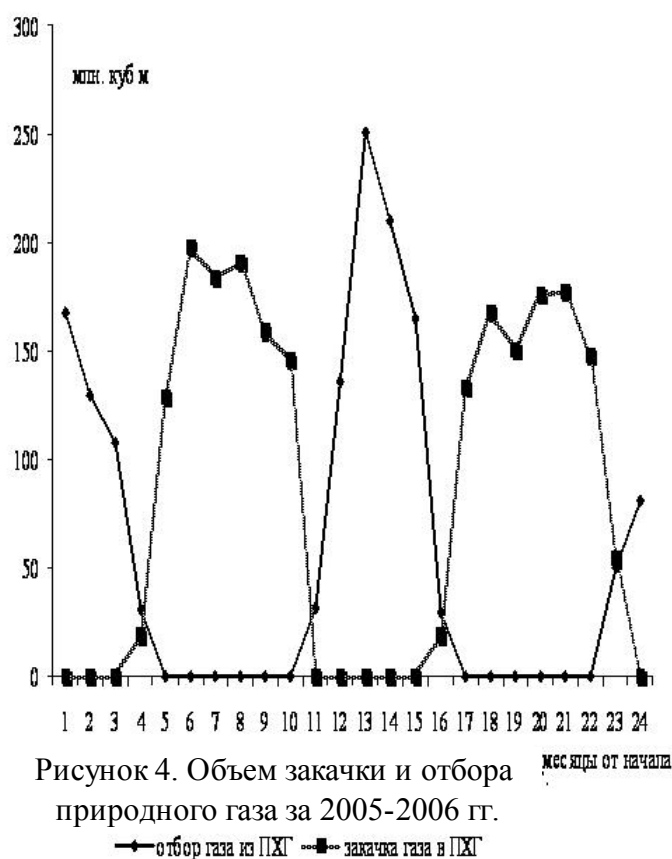


Рисунок 3. Изменение объема потребляемого газа и его аппроксимация за 2005-2006 гг.

—■— фактические данные — аппроксимационные кривые

Это означает, что период от 4-ого месяца (апрель) до 10-го (октябрь) является периодом закачки. В этот период в хранилище аккумулируется 0,6492 млрд. м<sup>3</sup> природного газа (вычисленного по формуле (3)). Период отбора начинается с 10-го месяца до 4-й месяц следующего года. В этот период из ПХГ отбирается 0,683 млрд. м<sup>3</sup> газа (по формуле (4)). Полученный результат хорошо согласуется с фактическими данными (рис. 4). Так как в 2005 г. отбор газа из ПХГ заканчивается в середине апреля и в том же месяце начинается закачка и продолжается до октября. Объем отбора из ПХГ в 2005 г. составляет 0,683 млрд. м<sup>3</sup>. Большой объем закачки объясняется реконструкцией увеличением активного объема ПХГ.



Следует отметить, что используя (17) можно определить и выполнение технологических условия по формулам (11) - (16).

### Выводы

- Разработана математическая модель оптимального регулирования неравномерности в системе «добыча - трубопроводный транспорт - распределение». Модель учитывает основные технологические факторы, определяющие нормальное функционирование данной система.

- На основе вычислительного эксперимента показана работоспособность предлагаемой модели. Определены прогнозные значения начала отбора газа из ПХГ и закачки в ПХГ, знание которых позволяет наилучшим образом регулировать технологические процессы работы всей системы «добыча - трубопроводный транспорт - распределение».

### Литература

1. Берман Р.Я. Оптимизация режимов работы газотранспортных систем в АСУ (Обзор) // Сер.: Автоматизация, телемеханизация и связь в газовой промышленности. Москва : ВНИИЭгазпром, 1983.

2. Березина И.В. Ретинский В.С. Оперативное управление системами газоснабжения. Москва : Недра, 1985.

3. Берндт Бёме. Современные системы диспетчерского управления в газовой промышленности // Сборник тезисов докладов 2-я Международная научно-техническая конференция «DISCOM 2004: Теория и практика разработки, промышленного внедрения компьютерных комплексов поддержки диспетчерских решений в газотранспортной и газодобывающей отраслях». Москва, 2004.

4. Агаев Н.Б. Проблема создания прогностических моделей объема газопотребления // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1998, №4, С. 33-36, 51.

5. Ферстер Э., Ренц Б. Методы корреляционного и регрессионного анализа. Москва : Финансы и статистика, 1983.

6. Ширковский Л.И., Задора Г.И.. Добыча и подземное хранение газа. Недра, Москва, 1974.

7. Сухарев М.Г., Ставровский Е.Г. Надежность магистральных газопроводов и их систем: модели, достижения, проблемы. *Изв. РАН, Энергетика*, 1992, № 6, С. 97-104.