

© Н.Б.Агаев, Т.А.Гусейнов, 2007

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НЕРАВНОМЕРНОСТИ ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ В СИСТЕМЕ «ДОБЫЧА - ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ - РАСПРЕДЕЛЕНИЕ»

Н.Б.Агаев¹, Т.А.Гусейнов²

*1 - Азербайджанский архитектурно-строительный университет
AZ1073, Баку, ул. А.Султанова, 5*

*2 - Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

Разработана математическая модель оптимального регулирования неравномерности газопотребления 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 подземных хранилищ газа и закачки в подземные хранилища, знание которых позволяет наилучшим образом регулировать технологические процессы работы всей системы «добыча- трубопроводный транспорт - распределение»

Введение. Последние годы характеризуются существенным совершенствованием систем управления технологическими процессами в нефтегазовой индустрии и, в частности, во взаимосвязанных системах добычи, трубопроводного транспорта и потребления газа. При этом эффективность деятельности данных систем определяется своевременным обеспечением природным газом потребителей, что определяется эффективностью функционирования всей системы. Она является комплексной и требует одновременно удовлетворения следующих взаимосвязанных аспектов (Берман, 1983):

- обеспечение конструктивной и режимно-технологической надежности поставки требуемых объемов газа;
- повышение системно-технологической надежности управления поставляемого газа.

Оба аспекта можно реализовать с помощью регулирования газопотребления, как основного источника формирования неравномерной работы промыслов и транспортных систем, путем размещения между ними особых объектов – подземных газохранилищ, способных в периоды низких расходов потребления аккумулировать газ и выдавать его потребителям в периоды повышенного потребления.

При этом в силу наличия жесткой технологической связи в системе добычи, трубопроводного транспорта и распределения газа в масштабах единой системы газоснабжения возникает необходимость включения в состав оперативно-диспетчерского управления технологическим процессом систем мониторинга и управления потоками через регулирование неравномерной работы промыслов и газопроводов (Березина и Ретинский, 1985). Для эффективного использования возможности регулирования процесса неравномерности взаимосвязанной иерархической системы добычи, трубопроводного транспорта и распределения газа требуется создать такую информационно-управляющую систему, которая имела бы возможность непрерывно контролировать состояние всей системы, оперативно оценивать складывающуюся ситуацию по транспорту газа, принимать обоснованное решение по управлению технологическим процессом газодобычи в условиях обеспечения безопасности всей системы (Бёме, 2004). Такой подход позволяет осуществлять модели и разрабатывать алгоритмы решения задач оперативного управления работой системы добычи, трубопроводного транспорта и распределения газа на более высоком уровне, а именно рассматривать систему как динамическую, в рамках которой изменяются с течением времени це-

ли, критерии, область допустимых режимов, область эффективных решений.

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. 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 подземных хранилищах газа (ПХГ) $Q_{ПХГ}^+(t)$ в течение периода $t_2 - t_1$ наилучшим образом компенсирует недодачу газа по газопроводу в период $t_3 - t_2$ в объеме $Q_{ПХГ}^-(t)$ (рис. 1). 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 значения t_1 , t_2 и t_3 , $0 < t_1 < t_2 < t_3$, обеспечивающие условия

$$\begin{aligned} & M \left\{ \int_{t_1}^{t_2} [Q_{дооб}(t) - Q_{номп}(t)] dt \right\}^2 - \\ & - M \left\{ \int_{t_2}^{t_3} [Q_{номп}(t) - Q_{дооб}(t)] dt \right\}^2 \rightarrow \min \end{aligned} \quad (1)$$

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

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 $t_3 - t_2$

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

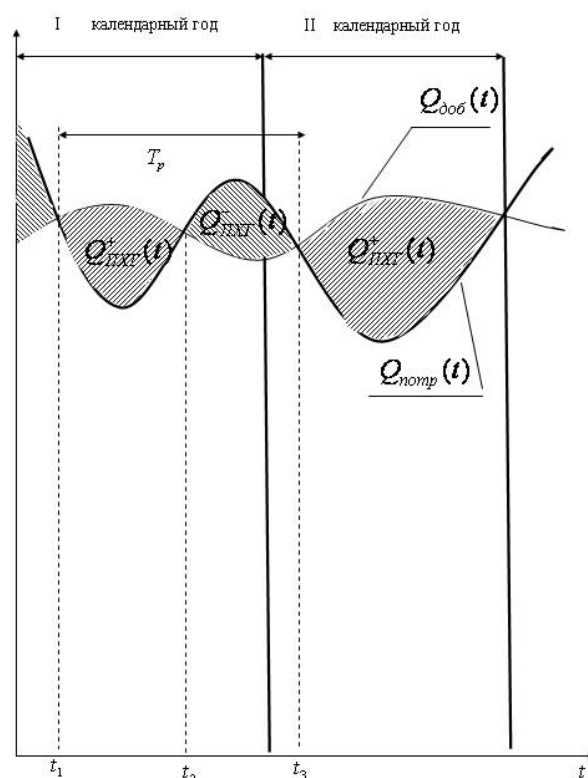


Рис. 1. Графическое представление постановки задачи

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 – как источник;
- Потери газа при всех технологических звеньях не учитываются.

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

Следует отметить, что функции $Q_{номр}(t)$, $Q_{ПХГ}^+(t)$, $Q_{ПХГ}^-(t)$ и $Q_{пр}(t)$ 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, то 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 $Q_{пр}(t)$ должны быть определены с учетом характеристики неравномерности $Q_{номр}(t)$. 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 рас-

пределительными 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, уровне готовности к приему газа. Кроме того, надо учитывать ограниченную пропускную способность 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 потребления 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 (Агаев, 1998). 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 (Ферстер и Ренц, 1983). 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:

- если рассматриваются квартальные и месячные данные, тогда сезонные колебания получаются за счет температуры окружающей среды. Внутригодовые колебания в ряду газопотребления имеют существен-

ный вес, так как именно они характеризуют сезонные колебания, предусматривая зимние и летние режимы газопотребления;

- сезонные колебания в газопотреблении отраслей, работа которых сильно связана с уровнем обеспечения их топливом на год, вызывают 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:

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

где $Q_1(t)$ – тренд без учета сезонных изменений; $Q_2(t)$ – сезонная составляющая; ε_t – стационарный случайный процесс.

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

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

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

где индексы max , min и cp – максимальное, минимальное и среднее значения объема потребления газа за расчетный период.

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

Полагая ε_t – нормально распределенные случайные величины с нулевыми математическими ожиданиями и дисперсиями, в качестве наилучшего прогноза для случайного процесса принимаем следующие формулы:

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

где $R(t)$ – автокорреляционные функции стационарной случайной величины ε_t :

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

ε_0 – начальное значение величины ε_t

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

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 он 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 деби-

том каждой скважины, пластовым давлением и давлением 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 (Ширковский и Задора, 1974):

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

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 следующей 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, 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:

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

где $Q_{ПХГ}^+(t); Q_{ПХГ}^-(t)$ – текущий объем закач-

ки и отбора; $\max Q_{отб}$ – максимально возможный отбор; $\max Q_{зак}$ – максимально возможная закачка.

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

В качестве базовой модели можно использовать формулу (Сухарев и Ставровский, 1992):

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

где $Q_{mp}(t)$ – расход, млн.м³/сут.; $P_n(t)$ и $P_k(t)$ – значения давления в начале и в конце транспортных систем, Мпа; A – обобщенный коэффициент сопротивления;

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

Δ – 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; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; k – адаптационный коэффициент, который оценивается индивидуально для каждого участка по данным эксплуатации и характеризует фактические состояния системы. Учитывая цели моделирования, величины z_{cp} и T_{cp} можно считать постоянными.

Условие нормального функционирования системы транспорта газа задается следующим выражением:

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

где $P_{\min}, P_{\max}$ – максимальное и минимальное давления; $Q_{\max}$ – максимальная пропускная способность газотранспортной системы.

Для применения рассмотренной модели (1)-(2) в диспетчерском управлении в реаль-

ном режиме времени (в *on line* 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):

$$Q_{\text{номп}}(t) = 7,81 + 2,91 \sin\left(\frac{\pi t}{6} + 0,434\right) \quad (17)$$

$$Q_{\text{доб}}(t) = 7,78 + 1,16 \sin\left(\frac{\pi t}{6} + 0,434\right).$$

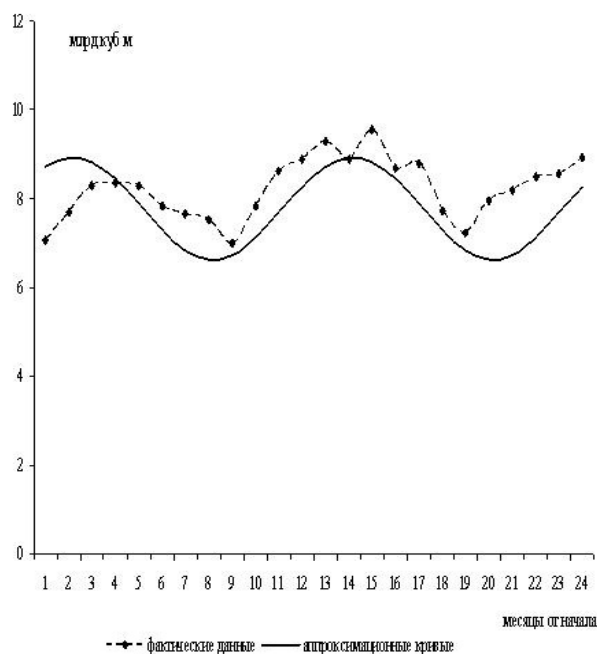


Рис. 2. Изменение суммарного объема добычи и импортируемого газа и его аппроксимация за 2005-2006 гг.

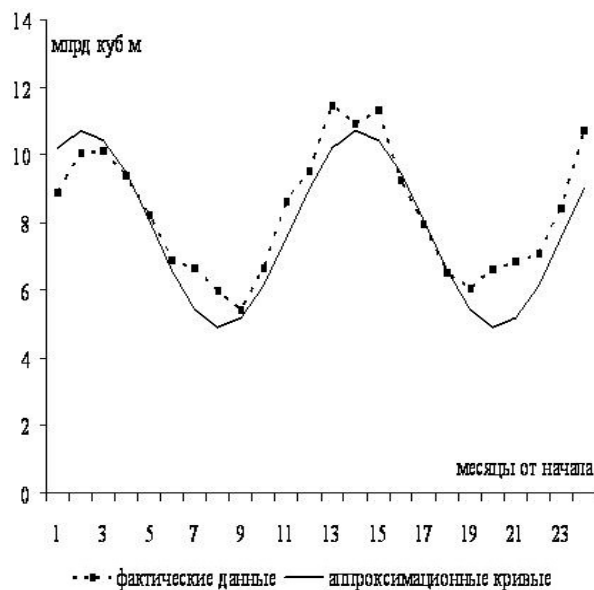


Рис. 3. Изменение объема потребляемого газа и его аппроксимация за 2005-2006 гг.

Следует отметить, что средноотносительные ошибки аппроксимации составляют 9,1% и 9,3% соответственно. Выбор вида функции позволяет решить задачи (1)-(2) аналитически. В этом случае задача представляется тригонометрическим уравнением, решение которого можно представить в виде:

$$t_1 = 4,23; t_2 = 10,18; t_3 = 16,2.$$

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. м³ природного газа (вычисленного по формуле (3)). Период отбора начинается с 10-го месяца до 4-ого месяца следующего года. В этот период из ПХГ отбирается 0,683 млрд. м³ 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. м³, закачка – 1,02595 млрд. м³. Большой объем закачки объясняется реконструкцией увеличением активного объема ПХГ.

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

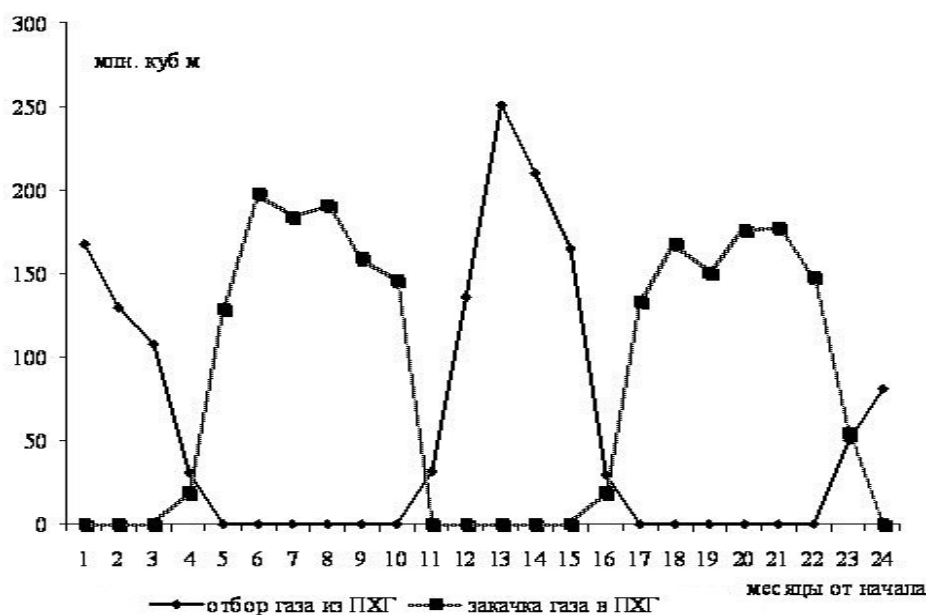


Рис. 4. Объем закачки и отбора природного газа за 2005-2006 гг.

Выводы

1. Разработана математическая модель оптимального регулирования неравномерности в системе «добыча - трубопроводный транспорт - распределение». Модель учитывает основные технологические факторы, определяющие нормальное функционирование данной системы.
2. 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

АГАЕВ, Н.Б. 1998 Проблема создания прогностических моделей объема газопотребления. *Азербайджанское Нефтяное Хозяйство*, 4, 33-36 и 51.

БЁМЕ, Б. 2004. Современные системы диспетчерского управления в газовой промышленности. *Сборник тезисов докладов 2-ой Международной научно-технической конференции «DISCOM 2004: Теория и практика разработки, промышленного внедрения компьютерных комплексов поддержки диспетчерских решений в газотранспортной и газодобывающей отраслях»*. Москва.

БЕРЕЗИНА, И.В., РЕТИНСКИЙ, В.С. 1985. Оперативное управление системами газоснабжения. Недра. Москва.

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

СУХАРЕВ, М.Г., СТАВРОВСКИЙ, Е.Г. 1992. Надежность магистральных газопроводов и их систем: модели, достижения, проблемы. *Изв. РАН, Энергетика*, 6, 97-104.

ФЕРСТЕР, Э., РЕНЦ, Б. 1983. Методы корреляционного и регрессионного анализа. В кн.: *Финансы и статистика*. Москва.

ШИРКОВСКИЙ, Л.И., ЗАДОРА, Г.И. 1974. Добыча и подземное хранение газа. Недра. Москва.

Рецензент: член-корр. НАН Азербайджана Г.И.Джалалов