

# МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Соломатин А.Н.

Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН,  
Россия, г. Москва, ул. Вавилова, д.44, кор.2.

[a.n.solomatin@bk.ru](mailto:a.n.solomatin@bk.ru)

*Аннотация. Рассматриваются имитационная экономико-математическая модель группы газовых месторождений, позволяющая формировать стратегии разработки на долгосрочную перспективу. Приводятся сведения о возможностях оптимизации, учета неопределенности исходных данных и ликвидации месторождений, а также о программной реализации и использовании разработанного математического аппарата.*

Ключевые слова: группа газовых месторождений, стратегия разработки, экономико-математическая модель, имитационное моделирование, автоматизированные системы планирования.

## Введение

Настоящая работа находится в русле основных направлений исследований ФИЦ ИУ РАН, где в течение многих десятилетий ведутся работы по решению задач комплексного освоения территорий. В рамках концепции регионального программирования [1] были разработаны модели, методы и алгоритмы, созданы программные комплексы для решения задач перспективного планирования газо- и нефтедобывающих регионов [2-6], проектирования генеральных схем освоения нефтяных и газовых месторождений. Эти системы широко использовались для проектирования обустройства большого числа нефтяных и газовых месторождений, включая Самотлорское, Уренгойское, Усинское, Федоровское, а также долгосрочного планирования развития газо- и нефтедобывающих регионов Западной и Восточной Сибири, Коми АССР и т.д.

Актуальность перспективного планирования и прогнозирования в газовой отрасли связана с необходимостью анализа долгосрочных перспектив добычи газа и экономической эффективности добычи, в первую очередь для принятия стратегических управленческих решений по освоению новых газодобывающих регионов страны, в первую очередь на Востоке и Крайнем Севере России.

В существующих работах по моделированию разработки газовых месторождений [7] обычно детально рассматриваются технологические и технические аспекты разработки отдельных месторождений, включая трехмерное моделирование газоносного пласта. Наоборот, в работах [2-6] рассматривается моделирование по укрупненным показателям технико-экономических аспектов разработки групп месторождений.

## 1 Проблемы топливно-энергетического комплекса и перспективное планирование добычи газа

Проблемы топливно-энергетического комплекса тесно переплелись с экономическими, политическими, социальными, экологическими проблемами и стали важнейшими факторами, определяющими в значительной степени весь ход мирового развития. Перечислим некоторые проблемы отечественного ТЭК [3, 5].

4. Имеет место прогрессирующее исчерпание запасов углеводородов на легкодоступных территориях и глубинах. Высокая степень разведанности практически исключает возможность открытия новых уникальных месторождений типа Самотлора, Уренгоя или Ямбурга, и требуется освоение новых месторождений со сложным составом газа, расположенных в труднодоступных районах и имеющих сложное геологическое строение (валанжинские залежи, большие глубины залегания и т.д.). При этом недостаточные объемы геологоразведочных работ и их эффективность не позволяют надеяться на существенное увеличение приростов запасов углеводородов.
5. Для обеспечения надежной ресурсной базы требуется ускоренное развитие нефтегазодобывающих районов Восточной Сибири, а также уникальных месторождений шельфа Баренцева моря, прежде всего, Штокмановского, которое во многом сдерживается отсутствием необходимых для этого инвестиций и соответствующих технологических решений.
6. Сырьевой характер современной экономики РФ с особой ролью ТЭК как основного источника бюджетных поступлений и валюты делает ТЭК фактически заложником внутренне- и внешнеполитических, экономических и социальных решений, что, естественно, не способствует его эффективному развитию.

7. Развитие энергосберегающих технологий и технологий использования возобновляемых источников энергии, а также перспективы промышленного освоения месторождений газовых гидратов на океаническом дне несут в будущем значительные риски для конкурентоспособности отечественного ТЭК.
8. Велики масштабы потерь и нерационального использования энергоресурсов в РФ, особенно это касается извлечения запасов, использования попутного газа и переработки газоконденсата; так, по оценке специалистов совокупные потери энергоресурсов в РФ превышают 30%. Недостаточно производится комплексная переработка газа и газоконденсата, которые являются сырьем не только для производства моторных топлив, но и для химической промышленности (этан, пропан, бутан, сера, гелий, водород и т.д.).
9. Устаревает техническая база газовой промышленности: имеется в виду как физический, так и моральный износ оборудования и транспортных систем; так, срок эксплуатации существенной части магистральных трубопроводов уже превысил нормативные сроки амортизации. Имеет место также технологическое отставание топливно-энергетического комплекса РФ, связанное с недостаточным использованием математических методов, информационных и суперкомпьютерных технологий; в частности, в РФ практически не функционируют так называемые «умные месторождения».
10. Постоянно растет объем добычи газа с низким давлением на выходе с промысловых установок, что вместе с ростом протяженности магистральных трубопроводов и ростом экспорта углеводородов за рубеж приводит к огромным расходам газа и затратам на сжатие и перекачку.
11. Выход большого числа крупных нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири на стадию падающей добычи делает весьма актуальной проблему ликвидации таких месторождений, что требует больших финансовых затрат, учитывая, что решение проблемы ликвидации должно быть экономически эффективным, социально приемлемым и экологически безопасным.
12. Серьезные риски связаны с процессом усиливающихся глобальных изменений климата: тут и перспективы снижения использования ископаемых углеводородов для уменьшения парникового эффекта, и возможность подтопления нефтегазоносных районов северной части Западной Сибири из-за подъема уровня мирового океана, и разрушение объектов и коммуникаций в местах нефтегазодобычи из-за таяния вечной мерзлоты.

При этом многие перечисленные проблемы взаимно влияют друг на друга, усиливая негативный эффект за счет возникновения положительной обратной связи. Так, нехватка инвестиций и технологическое отставание сдерживают освоение новых добывающих районов шельфа Баренцева моря, что не дает возможность увеличивать поставки углеводородов и тем самым – объемы реинвестируемой прибыли.

Решение задач освоения новых перспективных газодобывающих районов требует адекватного уровня планирования и проектирования, что позволяет частично нейтрализовать негативное влияние перечисленных проблем. Перспективный план должен отвечать на вопрос, как при заданных потребностях в газе организовать процесс производства в отрасли, т.е. какие месторождения, в какие сроки, в какой последовательности и с какими темпами следует разрабатывать и обустраивать, а также какие для этого потребуются ресурсы (капиталовложения, эксплуатационные затраты, материальные и трудовые ресурсы). Кроме того, могут быть поставлены и другие задачи: каков может быть максимальный объем добычи в добывающем районе при заданном объеме ресурсов, как долго продлится период постоянной добычи при заданном ее уровне, как быстро можно выйти на заданный уровень добычи и т.д.

Решение перечисленных проблем практически невозможно без широкого использования математических методов – методов системного анализа, имитационного моделирования и оптимизации, а также современных информационных технологий.

Для решения перечисленных проблем средства перспективного планирования должны удовлетворять следующим требованиям:

- принципиально ускорять процесс планирования за счет автоматизации всех видов расчетов;
- обеспечивать планирование на достаточно длительный промежуток времени, что требует достаточно укрупненного представления и моделирования добычи для группы месторождений;
- учитывать возможную неоднородность информации для различных месторождений группы – от проектов разработки и обустройства до проектов опытно-промышленной эксплуатации и оценочных данных;

- осуществлять комплексное планирование развития группы месторождений по минимальной исходной информации, рассчитывая весь спектр показателей развития: добычи, технологических, экономических, социальной сферы, финансового положения;
- получать качественно новые решения за счет использования адекватных математических моделей, учета многих факторов и параметров, проведения многокритериальной оптимизации;
- быстро рассчитывать, анализировать и сравнивать большое число различных вариантов планов, изменяя исходные данные и реализуя режим многовариантного планирования;
- находить вариант развития группы месторождений, наилучший по различным заданным критериям оценки;
- обеспечивать быструю корректировку ранее построенных планов при изменении ситуации;
- автоматизировать расчет, хранение и вывод в удобной для пользователя форме большого числа технико-экономических показателей добычи в динамике по месторождениям.

## 2 Имитационная модель группы газовых месторождений

При разработке стратегий развития газодобывающих регионов основным объектом исследования является группа газовых месторождений, разработка и эксплуатация которых рассматривается на достаточно длительном интервале времени. С юридической точки зрения эта группа месторождений может иметь различную природу: это может быть группа месторождений региона, некоторого газодобывающего предприятия (дочернего газодобывающего общества ПАО «Газпром») или другой газодобывающей компании.

Группа месторождений представляет собой сложную развивающуюся систему, где элементами являются месторождения, пункты сбора и потребления газа, а связи задаются трубопроводами, соединяющими различные месторождения. Каждое месторождение характеризуется некоторыми запасами газа и уровнем добычи, каждый пункт потребления - объемом потребления, а каждое звено трубопровода - пропускной способностью и текущим потоком (в динамике). Основными потоками в этой системе являются потоки газа и потоки финансовых средств. При этом каждое месторождение в этой системе проходит различные этапы своего жизненного цикла, включая этапы разработки, эксплуатации и ликвидации.

Перспективный план должен отвечать на вопрос, как при заданных потребностях и имеющихся возможностях следует организовать процесс добычи газа, т.е. какие месторождения, в какие сроки и в каком темпе обустривать, а также какие для этого потребуются затраты.

При долгосрочном планировании информация о месторождениях группы (в первую очередь, о запасах газа) может иметь различную степень детализации – от данных проектов разработки и до интервальных оценок. Поэтому, в частности, при перспективном планировании обычно используется метод «средней скважины», когда все скважины на месторождении считаются одинаковыми (по дебиту, глубине, фильтрационным сопротивлениям и т.д.), а пластовое давление принимается средним по месторождению.

Была разработана аппроксимирующая имитационная модель, описывающая функционирование газового месторождения и задаваемая в виде системы дифференциальных уравнений [2, 3]:

$$\dot{V} = -Nq,$$

$$\dot{q} = \begin{cases} 0, & V \geq \bar{V} \\ -\frac{q^0}{\bar{V}} Nq, & V < \bar{V}, \end{cases}$$

$$\dot{N} = n.$$

при начальных условиях

$$V^0 \geq \bar{V} > 0, q^0 > 0, N^0 \geq 0.$$

Здесь  $T$  – длина планового периода,  $t = \overline{0, T}$ ,  $V$  - текущий запас газа на месторождении,  $N$  - фонд добывающих скважин,  $n$  - ввод новых скважин,  $q$  - дебит скважин,  $Q$  - объем добычи газа,  $\bar{V}$  - запас газа, при котором начинается падение добычи,  $c$  – стоимость строительства одной скважины,  $K(t)$  – капитальные вложения, выделяемые в год на разработку месторождения,  $V^0, N^0, q^0$  – соответствующие значения на начало планового периода.

Добыча газа вычисляется как  $Q = Nq$ ; управлением является число скважин  $n(t)$ , вводимых в эксплуатацию в единицу времени, причем для  $n(t)$  вводится ограничение  $0 \leq cn(t) \leq K(t)$ . Задавая

различную динамику разбуривания месторождения  $n(t)$ , можно управлять динамикой поведения параметров разработки месторождения  $N$ ,  $q$  и  $V$ , получая различные варианты добычи.

Для группы газовых месторождений дополнительно задаются общие ограничения на капитальные вложения и на объем добычи газа по группе:

$$\sum_{j=1}^m c_j n_j(t) \leq K(t), \quad n_j(t) \geq 0, \quad \sum_{j=1}^m Q_j(t) \leq P(t).$$

Здесь  $m$  – количество месторождений в группе,  $j = \overline{1, m}$ ,  $P(t)$  – план добычи газа по группе месторождений,  $Q_j(t)$ ,  $n_j(t)$  – соответственно, добыча газа и ввод новых скважин на  $j$ -м месторождении.

На основе данной модели был разработан алгоритм, обеспечивающий автоматическое определение динамики объемов добычи газа для месторождений группы, исходя из минимальных исходных данных [2, 3]. При этом вид кривой добычи определяется на основании таких параметров, как максимальный процент прироста добычи за год, процент отбора запасов, при котором начинается падение добычи, максимально допустимые уровни добычи, вид функции, определяющей закон падения дебитов и т.д.

Далее используются следующие обозначения для каждого  $j$ -го месторождения группы:  $\bar{V}_j$  – запас газа, при котором месторождение переходит в стадию падающей добычи,  $\tilde{V}_j$  – запас, при котором добыча газа на месторождении прекращается,  $\bar{Q}_j$  – максимально возможный объем добычи на месторождении («полка»),  $\partial \bar{Q}_j$  – максимально допустимый прирост добычи за год,  $g_j(t)$  – индивидуальные планы добычи (проекты разработки).

Как известно, для каждого  $j$ -го месторождения кривая добычи  $Q_j(t)$  состоит из трех участков:

1) рост добычи: месторождение разбуривается и выходит на уровень постоянной добычи (УПД)  $\bar{Q}_j$ ; темп роста добычи определяется заданным планом  $P(t)$  и ограничением на прирост добычи  $\partial \bar{Q}_j$ ;

2) постоянная добыча: объем добычи поддерживается на уровне  $\bar{Q}_j$ , период оканчивается при уменьшении текущего запаса газа до величины  $\bar{V}_j$ ;

3) падение добычи: при текущих запасах менее  $\bar{V}_j$  добыча падает по экспоненте:

$$Q_j(t) = \bar{Q}_j \exp \left[ -\frac{\bar{Q}_j}{\bar{V}_j} (t - t^*) \right].$$

Добыча продолжается до уменьшения текущего запаса газа до величины  $\bar{V}_j$ , которая определяется как некоторый процент от начального запаса газа.

Годовые планы добычи на каждом месторождении определяются с учетом следующих закономерностей, определяемых технологией эксплуатации газового месторождения:

- в период растущей и постоянной добычи дебит скважин  $q(t) = q^0$  (режим постоянного дебита);
- годовые объемы добычи определяются планом добычи по группе месторождений  $P(t)$  и заданным порядком ввода месторождений в эксплуатацию;
- прирост годовой добычи не должен превышать заданного значения  $\partial \bar{Q}_j$ , а сама годовая добыча  $Q_j(t)$  не должна превышать уровня  $\bar{Q}_j$ ;
- при выходе добычи на уровень  $\bar{Q}_j$  производится «сглаживание выхода на полку»;
- заданные индивидуальные планы добычи  $g_j(t)$  строго выполняются в любом случае.

Задача состоит в том, чтобы распределить план добычи для группы месторождений  $P(t)$  между отдельными месторождениями, вводимыми в заданном порядке, т.е. определить сроки и темпы ввода их в эксплуатацию. В общем виде алгоритм работает следующим образом. Если для первого года планового периода  $P(1) < \bar{Q}_1$ , то план может быть выполнен за счет первого месторождения и  $Q_1(t) = P(t)$ , пока в некотором году  $t^* > 1$  не окажется, что  $P(t^*) \geq \bar{Q}_1$ ; в этом случае надо положить  $Q_1(t^*) = \bar{Q}_1$  и начать разработку следующего по порядку месторождения.

Добыча на первом месторождении уже не зависит от плана добычи по группе, подчиняясь описанным выше закономерностям. После определения  $Q_1(t)$  для всех лет планового периода можно скорректировать план по группе месторождения:  $P_1(t) = P(t) - Q_1(t)$  и т.д.

Алгоритм состоит из 32 этапов, объединенных в три части, которые последовательно выполняются для всех годов планового периода. Рассмотрим некоторый год  $t \in \{0, 1, \dots, T\}$ .

1. Вместо  $Q_j(t)$  рассчитываются некоторые предварительные значения  $y_j(t)$ , чтобы избежать превышения плана добычи, выполненного при помощи месторождений с номерами от 1 до  $j^*$ , за счет необходимости учета проекта разработки для какого-нибудь месторождения с номером  $j > j^*$ ;  $y_j(t)$  являются минимально возможными уровнями годовой добычи, удовлетворяющими перечисленным выше закономерностям.

2. Проверяется возможность увеличения предварительных значений объемов добычи  $y_j(t)$  с целью выполнения плана добычи  $P(t)$ .

3. Для месторождений, вышедших на «полку», можно рассчитать уровни добычи до конца планового периода и исключить эти месторождения из рассмотрения, поскольку эти уровни определяются внутренними закономерностями функционирования месторождения и не зависят от плана добычи по группе.

Расчет уровней добычи газа может вестись с учетом ограничений, налагаемых топологией сети трубопроводов и пропускными способностями звеньев. Кроме того, учитываются наличие запасов различных категорий, различные режимы дебитов, а также выполняется сглаживание добычи газа при выходе на уровень постоянной добычи.

Рассмотренная модель и алгоритм были реализованы в Системе перспективного планирования добычи газа (СПДГ) и в Системе моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) (см. п. 5).

### 3 Расчет технико-экономических показателей

Рассматриваются методики расчета комплекса технологических и экономических показателей добычи и транспорта газа, которые составляют имитационную экономико-математическую модель разработки группы газовых месторождений [2-6]. Показатели рассчитываются в динамике в дискретном времени (с шагом в один год) независимо для каждого месторождения. Перечень формируемых показателей не является исчерпывающим и может быть при необходимости расширен, поскольку все показатели добычи рассчитываются на основании нормативных данных, исходя из объемов добычи и некоторой другой информации. Сюда относятся начальный извлекаемый запас газа, данные на начало планового периода (добыча, фонд скважин, дебит средней скважины, пластовые давления), среднее число дней работы старых скважин, глубина средней скважины.

Технологические показатели добычи определяются следующим образом. Для вычисления фонда скважин, а также количества новых скважин необходимо знать добычу газа на конец каждого года, которая определяется как полусумма добычи в данном и следующем годах.

Дебиты скважин на конец года обычно определяются для режима постоянного дебита, когда дебиты скважин поддерживаются равными начальному дебиту в период растущей и постоянной добычи и падают по экспоненциальному закону в период падающей добычи. Если месторождение разрабатывается в режиме переменного дебита, то дебиты скважин считаются пропорциональными оставшемуся запасу газа. Среднегодовые суточные дебиты скважин в каждом году рассчитываются как полусумма дебитов скважин на конец данного и предыдущего годов.

Общий фонд пробуренных скважин  $\tilde{N}(t)$  отличается в каждый год планового периода от действующего фонда скважин на конец года  $N^*(t)$  на количество резервных скважин, обеспечивающих надежность системы добычи и внутрипромыслового транспорта газа. Обычно этот резерв вводится в период постоянной добычи и к началу падения добычи составляет 10-20% от действующего фонда скважин. На стадии растущей добычи общий фонд скважин совпадает с действующим фондом скважин; в период постоянной добычи  $\tilde{N}(t)$  он равномерно возрастает от  $N^*(t)$  до величины  $N^*(t)(1+r)$ , где  $r$  - коэффициент резерва фонда скважин, в период падающей добычи  $\tilde{N}(t)$  - не изменяется.

Ввод новых скважин в некотором году рассчитывается как разница между общим фондом пробуренных скважин данного и предыдущего годов. Был разработан алгоритм корректировки ввода новых скважин  $n(t)$ , обеспечивающий выполнение двух условий: график  $n(t)$  является достаточно гладким (что важно по технологическим причинам), причем значения  $n(t)$  - целые. Для этого период роста добычи разбивается на временные интервалы такие, что на каждом интервале

скорректированный ввод скважин постоянен и равен максимальному среднегодовому вводу скважин (на данном интервале) до коррекции.

Объем буровых работ при расчетах по укрупненным показателям определяется на основании количества новых скважин данного года при известной средней глубине одной скважины с учетом длительности периодов разбуривания скважин и их подготовки к эксплуатации. Пластовые давления рассчитываются на конец каждого года по уравнению материального баланса.

Расчет экономических показателей разработки группы газовых месторождений производится после окончания расчета технологических показателей в разрезе по месторождениям и по годам планового периода на основе использования укрупненных удельных показателей капиталовложений. Динамика капиталовложений на месторождении рассчитывается как сумма пяти видов капиталовложений. Капиталовложения в бурение скважин рассчитываются по нормативу на основании количества новых скважин. Капиталовложения в обустройство, природоохранные мероприятия и строительство УКПП рассчитываются по соответствующим нормативам, исходя из прироста объемов добычи. Капиталовложения в геологоразведочные работы производятся только в течение заданного периода их проведения как заданный процент от общих капвложений в бурение, отнесенных к каждому году периода этих работ.

Эксплуатационные затраты на добычу газа для каждого месторождения представляют собой монотонно неубывающую функцию: издержки растут, пока производятся капиталовложения, а потом стабилизируются на постоянном уровне до конца разработки месторождения. Для каждого года они определяются как заданный процент от полусуммы накопленных капиталовложений данного и предыдущего годов без учета вложений в природоохранные мероприятия. Здесь накопленные капиталовложения рассматриваются как основной результат хозяйственной деятельности или основные производственные фонды. Амортизационные отчисления рассчитываются аналогично на основании соответствующего норматива отчислений, причем накопленные амортизационные отчисления не могут превышать накопленных капиталовложений.

Налог на добычу полезных ископаемых считается для заданной ставки налога, исходя из объема добычи газа в данном году. Налог на имущество считается для заданной ставки налога на основании остаточной стоимости имущества в данном году, которая рассчитывается как полусумма разностей накопленных капвложений (без природоохраны) и накопленной амортизации на конец текущего и предшествующего годов.

Выручка от реализации газа рассчитывается стандартным способом как произведение объема продукции (объем добычи газа) на цену единицы продукции (цена газа в рублях на 1000 м<sup>3</sup> газа).

Налогооблагаемая прибыль в каждом году рассчитывается путем вычитания из полученного в этом году дохода всех произведенных затрат, включая эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, налог на имущество и НДС. Налог на прибыль рассчитывается для заданной ставки налога на прибыль исходя из налогооблагаемой прибыли, если эта прибыль неотрицательна. Чистая прибыль рассчитывается стандартным образом вычитанием из налогооблагаемой прибыли суммы налога на прибыль.

Чистый денежный поток определяется как разница между притоком и оттоком денежных средств - вычитанием из суммы чистой прибыли и амортизационных отчислений капиталовложений этого же года. Наконец, чистый дисконтированный доход (NPV) как важнейший агрегированный показатель эффективности деятельности газодобывающего предприятия рассчитывается путем дисконтирования значений чистого денежного потока, отражая факт уменьшения сравнительной ценности доходов будущих периодов.

При расчетах экономической эффективности широко используется такой показатель, как внутренняя норма доходности - такое значение ставки дисконтирования  $d$ , при котором NPV  $N$  становится равным нулю для заданной динамики чистого денежного потока  $F(t)$ , т.е.

$$N = \sum_{t=0}^T \frac{F(t)}{(1+d)^t} = 0.$$

Цену на газ  $p$  предлагается определять как решение данного уравнения для заданного значения внутренней нормы доходности; такая цена позволяет обеспечить минимально допустимую эффективность деятельности газодобывающего предприятия. Аналитически цену на газ из этого уравнения определить невозможно, поэтому она определяется численно с использованием известного метода деления отрезка пополам для определения корня  $x$  заданного уравнения  $f(x) = 0$ .

Рассмотренные методики расчета технико-экономических показателей были реализованы в системах СПДГ и СМОД (см. п. 5). Следующие технико-экономические показатели рассчитываются только в Системе перспективного планирования добычи газа [2, 3].

1. Были разработаны методики расчета технико-экономических показателей транспорта газа, исходя из топологии сети трубопроводов, динамики добычи газа по месторождениям, длин звеньев трубопроводной сети и годовых пропускных способностей одной нитки трубопровода стандартного диаметра.

Для заданных объемов добычи газа и топологии сети рассчитываются реальные потоки в звеньях сети; для каждого звена определяется тип труб (стандартных диаметров) таких, что звено пропускает максимальный по годам поток газа. Годовые пропускные способности задаются в табличной форме как функция стандартных диаметров при стандартном давлении 5,6 МПа. Тип диаметра для каждого звена определяется, исходя из минимизации эвристической функции затрат. Число ниток трубопровода находится на основании объема максимального потока газа и пропускной способности нитки наилучшего найденного стандартного диаметра. Для каждой нитки год начала строительства выбирается так, чтобы звено могло пропустить необходимый поток газа с учетом завершения через несколько лет строительства нитки.

Динамика пропускных способностей звеньев трубопровода определяется на основании пропускных способностей ниток и их количества. Дожимные компрессорные станции (ДКС) подключаются на месторождениях для поддержания необходимого давления на входе в звенья трубопровода при падении давления на устье скважин ниже заданных критических уровней (75, 56 и 38 МПа).

Экономические показатели транспорта газа - капиталовложения в строительство трубопроводов и эксплуатационные расходы на транспорт газа определяются в динамике по звеньям сети. Капиталовложения в строительство трубопроводов складываются из затрат на строительство линейной части газопроводов и затрат на строительство ДКС, причем первые формируются как сумма затрат по всем ниткам звеньев, которые строятся в данном году; считается, что капиталовложения равномерно распределяются по годам строительства нитки.

Ежегодные затраты на транспорт газа складываются из затрат на транспорт по линейной части трубопроводов и затрат по компрессорным станциям, причем первые определяются сроком службы нитки, проходящим в данном году по звену потоком газа и себестоимостью транспорта 1000 м<sup>3</sup> газа.

2. Рассчитываются также некоторые показатели развития социальной инфраструктуры. Численность работающих разных категорий определяется по нормативам на основании среднедействующего фонда скважин и объемов буровых работ, а численность населения, потребность в жилом фонде и капиталовложения в социальную инфраструктуру – исходя из численности работающих.

3. Может учитываться поступление средств из внешних источников финансирования, включая привлечение краткосрочных и долгосрочных кредитов, а также выпуск ценных бумаг – акций и облигаций. Рассчитывается динамика отчислений по обслуживанию внешних заимствований, включая выплату задолженностей и процентов по краткосрочным и долгосрочным кредитам, процентов по облигациям и дивидендов по акциям, выпущенным газодобывающим предприятием.

4. На основании ограниченного числа экономических показателей развития газодобывающего предприятия (выручка, прибыль, собственные средства, заемные средства, активы) в динамике рассчитывается полный спектр показателей финансового состояния предприятия: показатели ликвидности, устойчивости, оборачиваемости средств, рентабельности и потенциала акций (всего 38 показателей).

5. Рассчитывается также ряд агрегированных показателей финансового состояния, таких как период окупаемости, точка безубыточности, NPV, эффект рычага, плечо рычага, дифференциал, денежные потоки, результат хозяйственной деятельности (РХД), результат финансовой деятельности (РФД) и т.д. При помощи метода дисконтированных денежных потоков определяется важнейший агрегированный показатель деятельности газодобывающего предприятия – оценка его стоимости.

6. Наконец, обеспечивается анализ текущего положения и тенденций изменения финансово-хозяйственного положения предприятия с использованием матриц финансовой стратегии. Данная матрица размерностью 3x3 строится для различных интервалов значений показателей РХД и РФД (>0, <0 и ~0); на матрице отображается фазовая траектория «движения» предприятия для различных лет планового периода. В зависимости от попадания предприятия в тот или иной из 9 квадратов, можно говорить о его нахождении в зоне устойчивости, риска или успеха, а также делать краткосрочный прогноз изменения его состояния.

#### 4 Дополнительные возможности

1. Важной проблемой при перспективном планировании является выполнимость сформированных стратегий разработки группы месторождений. Очевидно, что для каждого года планового периода динамика необходимых капитальных вложений и затрат должна соответствовать динамике суммарного объема средств, поступающих из различных источников финансирования. В противном случае обеспечивается формирование оптимальных программ кредитования, определяющих объем и параметры кредитов как в случае одной области убыточности, так и в случае нескольких областей [4,8].

2. В условиях рыночной экономики план добычи для группы месторождений нельзя считать заданным, т.е. возникает задача оптимизации стратегий разработки группы месторождений. Поэтому была поставлена и решена задача формирования плана добычи, обеспечивающего максимизацию накопленной добычи для группы месторождений [4, 9]. Имитационный характер модели группы месторождений не позволяет задать целевую функцию и ограничения оптимизационной задачи в аналитическом виде. Поэтому непрерывная оптимизационная задача сводится к дискретной за счет введения равномерной сетки и решается при помощи метода ветвей и границ, применимость которого доказывается для данной задачи. Помимо приближенного оптимального, находятся все близкие к нему решения; для каждого варианта решений из множества близких работает имитационная модель группы месторождений для того, чтобы на основании выходных показателей модели рассчитать агрегированные показатели — критерии оценки данного варианта. Это позволяет далее решать задачи многокритериальной оптимизации для выбора наилучшего варианта стратегии с учетом данных критериев.

3. Средства многокритериальной оптимизации позволяют найти реальный вариант [1] стратегии разработки группы месторождений для реализации как наилучший среди близких к оптимальному с учетом других заданных критериев оценки (объем накопленной добычи газа, длина «полки», капиталовложения, чистая прибыль, цена на газ, NPV и т.д.) [3, 4]. Анализ и выбор вариантов производится при помощи стандартных методов многокритериальной оптимизации, таких как нахождение множества Парето, линейная свертка значений критериев, лексикографическое упорядочение вариантов, поиск в окрестностях «идеальной точки» и т.д. Используется оригинальная технология поиска с возвратами на дереве подмножеств отобранных вариантов. Окончательный вариант стратегии разработки группы месторождений выбирается ЛПП по неформализованным критериям оценки на основании визуального анализа результатов многокритериальной оптимизации в виде так называемых профилей.

4. Актуальность проблемы ликвидации газовых месторождений связана с выходом большой группы месторождений Западной Сибири на режим падающей добычи. Впервые были исследованы методологические вопросы ликвидации газовых месторождений, различные источники финансирования ликвидационных работ, построена и проанализирована модель функционирования газового месторождения с учетом формирования ликвидационного фонда [4, 10]. Были разработаны методики расчета объема ликвидационного фонда и динамики ликвидационных затрат по укрупненным показателям; необходимая для этих целей информация может быть получена на основании имитационной модели группы газовых месторождений. Следует отметить, что полученные результаты могут быть использованы также для месторождений жидких углеводородов.

5. Рассмотренная экономико-математическая модель группы газовых месторождений является детерминированной, что не совсем правомерно. Неопределенность представляет собой неотъемлемое свойство объективной действительности вообще и экономической среды в частности - из-за наличия большого числа действующих факторов различной природы и направленности. Для решения задач моделирования и оптимизации стратегий разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных, таких как запасы газа, дебиты скважин, удельные капиталовложения, было предложено использовать аппарат нечетких множеств [4, 11]. Реализуется так называемое нечеткое расширение детерминированной задачи, когда вместо детерминированных значений и операций с ними используются соответствующие нечеткие числа и нечеткая арифметика. Кроме того, рассматривались различные задачи, возникающие при наличии неопределенностей в оценке запасов (ресурсов) газа различных категорий, включая задачи моделирования и оптимизации движения газа по категориям.



## 5 Реализация и использование модели

Рассмотренная экономико-математическая модель была реализована в Системе перспективного планирования добычи газа (СПДГ) [2, 3] и Системе моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) [5, 6], предназначенных для формирования долгосрочных стратегий разработки группы газовых месторождений газодобывающего предприятия или региона по укрупненным показателям. Эти системы позволяют осуществлять комплексное планирование разработки группы месторождений на длительный промежуток времени по минимальной исходной информации за счет использования укрупненных нормативов. Системы учитывают возможную неоднородность информации для различных месторождений группы, позволяют получать качественно новые плановые решения, обеспечивают многовариантные расчеты и выбор реального плана для внедрения с использованием многокритериальной оптимизации.

Использование обеих систем целесообразно в следующих случаях: значительное количество месторождений в группе, долгосрочный период планирования, новые месторождения, минимальная и/или прогнозная информация о месторождениях, планирование по укрупненным показателям для принятия стратегических управленческих решений.

Система СПДГ была разработана по заказу Мингазпрома СССР и в свое время широко использовалась при формировании долгосрочных планов разработки групп месторождений Западной и Восточной Сибири, Восточной Украины, шельфа Черного моря, Ямбургского и Оренбургского месторождений с подтвержденным экономическим эффектом в сотни миллионов рублей в ценах до 1991 г.

Так, при выборе стратегии освоения ряда месторождений Надым-Пур-Тазовского района севера Тюменской области при помощи системы была обоснована эффективность первоочередного ввода Ямбургского месторождения по сравнению с более мелкими месторождениями. При выборе вариантов освоения Оренбургского газоконденсатного месторождения различные его пласты трактовались как различные месторождения, и решалась задача определения наиболее рационального срока поддержания добычи на уровне проектной производительности газоперерабатывающего завода [3, 4].

Система СМОД была разработана в 2008-2012 гг. на базе системы СПДГ по заказу института НИИгазэкономика ПАО «Газпром» на языке С# в инструментальной среде Visual Studio для Windows 7. В отличие от СПДГ, в этой системе была добавлена возможность оптимизации по критерию максимума накопленной добычи, существенно улучшены возможности многокритериальной оптимизации, хотя не реализован расчет ТЭП транспорта газа.

### Заключение

Результаты использования рассмотренных автоматизированных систем планирования при решении важнейших задач развития газового комплекса страны подтвердило адекватность разработанных имитационных и оптимизационных экономико-математических моделей, описывающих процесс разработки группы газовых месторождений, для нужд долгосрочных прогнозных расчетов по укрупненным показателям.

При дальнейшем развитии данной проблематики предполагаются программная реализация учета неопределенности исходных данных (в первую очередь, запасов газа различных категорий), моделирование разработки газового месторождения при наличии различных источников финансирования ликвидационных работ, а также использование результатов моделирования как количественной базы для решения задач стратегического управления газодобывающим предприятием.

## Литература

1. *Хачатуров В.Р.* Математические методы регионального программирования. – М.: Наука, 1989. – 304 с.
2. Методика пользования системой долгосрочного планирования добычи газа для газодобывающего региона с применением математических методов и ЭВМ. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – 148 с.
3. *Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В.* Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. – М.: Недра, 1992. – 287 с.
4. *Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Зотов А.В. и др.* Планирование и проектирование освоения нефтегазодобывающих регионов и месторождений: Математические модели, методы, применение / Под ред. В.Р. Хачатурова. – М.: УРСС: ЛЕНАНД, 2015. – 304 с.
5. *Скиба А.К., Соломатин А.Н.* Моделирование и оптимизация стратегий разработки группы газовых месторождений. – М.: ВЦ РАН, 2012. – 40 с.
6. *Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Скиба А.К.* Моделирование разработки газовых месторождений // Труды МФТИ. – 2017. – Т.9, №3. – С. 162-171.
7. *Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И.* Теория и опыт добычи газа. – М.: ОАО Издательство «Недра», 1998. – 479 с.
8. *Соломатин А.Н.* Некоторые оптимизационные задачи стратегического управления компаниями. – М.: ВЦ РАН, 2006. – 38 с.
9. *Solomatina A.N.* Optimization of Development Strategies for Group of Gas Fields // Twelfth International Conference Management of Large-Scale System Development (MLSD) / Moscow (October 2019). – IEEE Conference Publications, IEEE Xplore Digital Library. – URL: <https://doi.org/10.1109/MLSD.2019.8911032>.
10. *Khachaturov V.R., Solomatina A.N., Skiba A.K.* Modeling of the development of a group of gas deposits while accounting for their liquidation // Automation and Remote Control. – 2018. – Vol. 79, No. 11. – P. 1963–1975.
11. *Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Скиба А.К.* Планирование разработки группы газовых месторождений с учетом неопределенности исходных данных // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. №2. – С. 20–23.