

# ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИЙ РАЗРАБОТКИ ГРУППЫ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

**А.Н. Соломатин**

*ФИЦ «Информатика и управление» РАН*  
Россия, 119333, Москва, ул. Вавилова, 44, корп. 2  
E-mail: a.n.solomatin@bk.ru

**Ключевые слова:** группа газовых месторождений, стратегия разработки, имитационное моделирование, дискретная оптимизация, многокритериальная оптимизация, автоматизированные системы планирования.

**Аннотация:** Необходимость освоения новых газодобывающих регионов в условиях нестабильной экономической среды диктует необходимость анализа долгосрочных перспектив их развития для принятия адекватных стратегических управленческих решений. Рассматриваются математический аппарат и программные средства, обеспечивающий формирование стратегий разработки группы газовых месторождений на долгосрочную перспективу по укрупненным показателям на основе совместного использования имитационного моделирования, дискретной и многокритериальной оптимизации. Применение модифицированного метода ветвей и границ позволяет находить не только оптимальное, но и близкие к нему решения для последующей многокритериальной оптимизации по дополнительным критериям оценки.

## 1. Введение

В рамках концепции регионального программирования [1] в ФИЦ «Информатика и управление» РАН были разработаны модели, методы и алгоритмы, программные комплексы для решения задач перспективного планирования газо- и нефтедобывающих регионов, проектирования генеральных схем освоения нефтяных и газовых месторождений [2].

В частности, была создана Система перспективного планирования добычи газа (СПДГ) [3], которая многократно использовалась при расчетах долгосрочных планов добычи газа по различным объектам газодобычи: Северо-Тюменской газоносной провинции, группам месторождений Восточной Украины, шельфа Черного моря, Ямбургскому и Оренбургскому месторождениям и т.д. Как дальнейшее развитие системы СПДГ, была разработана Система моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) [4], в которой добавлены возможности решения оптимизационных задач.

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

## 2. Имитационная модель группы газовых месторождений

Объектом управления является группа газовых месторождений (региона или газодобывающего предприятия), рассматриваемая по укрупненным показателям на достаточно длительном интервале времени. Стратегия разработки группы месторождений должна отвечать на вопрос, как следует организовать процесс добычи газа, т.е. какие месторождения, в какие сроки и в каком темпе разрабатывать, какие для этого потребуются затраты и т.д. Была разработана математическая модель функционирования газового месторождения в виде системы дифференциальных уравнений [2, 3]:

$$\begin{aligned} \dot{V}(t) &= -N(t)q(t) = -Q(t), \\ \dot{q}(t) &= \begin{cases} 0, V(t) \geq \bar{V} \\ -\frac{q^0}{\bar{V}} N(t)q(t), V(t) < \bar{V}, \end{cases} \\ \dot{N}(t) &= n(t) \end{aligned}$$

при начальных условиях

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

Здесь  $T$  – длина планового периода;  $t = \overline{0, T}$ ;  $V(t)$  – текущий извлекаемый запас газа на месторождении;  $N(t)$  – фонд добывающих скважин;  $q(t)$  – дебит скважин;  $n(t)$  – ввод новых скважин;  $V^0, N^0, q^0$  – соответствующие значения на начало планового периода;  $Q(t)$  – объем добычи газа;  $\bar{V}$  – критический запас газа, при котором начинается падение добычи.

Добыча газа вычисляется как  $Q(t) = N(t)q(t)$ ; управлением является число скважин  $n(t)$ , вводимых в эксплуатацию в единицу времени. Для группы газовых месторождений дополнительно задаются общие ограничения на капитальные вложения и на объем добычи газа по группе:

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

где  $m$  – количество месторождений в группе,  $j = \overline{1, m}$ ,  $P(t)$  – план добычи газа по группе месторождений,  $K(t)$  – капитальные вложения, выделяемые в год на разработку месторождений,  $Q_j(t), n_j(t), c_j$  – соответственно, добыча газа, ввод новых скважин и стоимость строительства одной скважины на  $j$ -м месторождении.

На основе этой модели разработана аппроксимирующая имитационная модель группы месторождений и многошаговый алгоритм [3], который по минимальной входной (в частности, запасы газа, дебиты, «полки» и данные на начало планового периода по месторождениям) и управляющей информации (план добычи по группе месторождений, порядок ввода месторождений в эксплуатацию) позволяет распределить планируемую добычу газа в динамике между месторождениями. Алгоритм для каждого года пытается выполнить план добычи  $P(t)$ , «набирая» его из объемов добычи  $Q_j(t)$  отдельных месторождений с номерами  $j = \overline{1, m}$ , вводимых в заданном порядке.

Вид кривой добычи определяется исходя из 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. Учитывается наличие запасов различных категорий, наличие имеющихся проектов разработки, различные режимы дебитов, а также выполняется сглаживание добычи при выходе на «полку». Алгоритм состоит из 32 этапов, объединенных в 3 части, каждая из которых выполняется для отдельного года планового периода  $t \in \{0, 1, \dots, T\}$ .

Экономико-математическую модель разработки группы газовых месторождений дополняют методики расчета показателей добычи и транспорта газа, которые рассчитываются в динамике в дискретном времени (с шагом в один год) для каждого месторождения. Определяются следующие виды показателей:

- технологические – накопленная добыча газа, добыча на конец года, дебиты скважин, пластовые давления, общий и среднедействующий фонд скважин, ввод новых скважин, объем буровых работ и т.д.;
- экономические – капиталовложения, эксплуатационные затраты, амортизационные отчисления, различные налоговые отчисления, выручка от продажи газа, прибыль (налогооблагаемая, чистая), чистый денежный поток, а также агрегированный показатель NPV.

Цена на газ, обеспечивающая заданную внутреннюю норму доходности газодобывающего общества, находится из численного решения методом Ньютона уравнения для определения чистого дисконтированного дохода

### 3. Оптимизация накопленной добычи газа

В отличие от условий централизованного планирования, в условиях рыночной экономики план добычи для группы месторождений нельзя считать заданным, и возникает задача оптимизации стратегий разработки группы месторождений [5].

Имитационный характер модели группы месторождений не позволяет задать целевую функцию и ограничения оптимизационной задачи аналитически. Поэтому непрерывная задача оптимизации накопленной добычи сводится к дискретной за счет введения равномерной сетки с параметрами  $(m, n)$ , покрывающей область выхода траекторий плана добычи по группе на «полку», где  $m$  – количество узлов сетки по оси ОХ (максимальное количество лет выхода добычи на «полку»), а  $n$  – количество узлов по оси ОУ (количество уровней добычи). Решение задачи ищется на конечном множестве  $G$  допустимых траекторий планов добычи по группе, проходящих через узлы такой сетки. Это – целочисленные векторы планов вида  $y = (y_1, y_2, \dots, y_m) \in G$  такие, что  $y_j \in \{1, 2, \dots, n\}, j = \overline{1, m}$ , и  $y_j \leq y_{j+1}, j = \overline{1, m-1}$  (в силу неубывания планов добычи до выхода на «полку»).

Необходимо найти такое решение  $y^* \in G$ , что

$$f(y^*) = \max_{y \in G} f(y),$$

а также множество элементов  $N$ , близких к оптимальному, такое, что

$$f(y) \geq f(y^*) - R, y \in N \subset G,$$

где  $f$  – функционал накопленной добычи по группе месторождений, а  $R > 0$  – заданная величина.

Для решения оптимизационной задачи используется модифицированный метод ветвей и границ [1], позволяющий находить не только оптимальное, но близкие к нему по значению функционала накопленной добычи решения из  $N$ .

При реализации метода формирование векторов планов и разбиение множества решений  $G$  на подмножества производится справа налево – от конца временного периода выхода на «полку». Тогда в каждом подмножестве разбиения  $G_{j,i}$  будут находиться векторы планов, у которых правые части совпадают, а левые – не определены (различаются) вплоть до окончания процесса порождения векторов планов, т.е. для любых  $y^1, y^2 \in G_{j,i}$  справедливо  $y_t^1 = y_t^2, t \geq j$  и  $y_j^1 = y_j^2 = i$ .

Определяется оценочная функция добычи  $Q_y^*(t)$  и оценочная функция накопленной добычи  $f^*(y)$  такие, что для любого плана  $y \in G$  и  $t \in [0, T]$  выполняются условия

$Q_y^*(t) \geq Q_y(t)$ ,  $f^*(y) \geq f(y)$ , где  $Q_y(t)$  – динамика добычи газа по группе. При этом  $Q_y^*(t) = Q_y(t)$  до момента начала падения добычи по группе месторождений для «полки»  $p$  и  $Q_y^*(t) = p$  на этапе падающей добычи по группе.

На множестве  $G$  вводится отношение порядка (доминирования)  $\geq$  и доказывается, что оценочная функция  $f^*(y)$  монотонна по  $y$ , т.е. из  $y_1 \geq y_2, y_1, y_2 \in G$  следует  $f^*(y_1) \geq f^*(y_2)$ . Тогда в качестве верхней оценки  $g(G_{j,i})$  произвольного подмножества  $G_{j,i}$  используется оценочная функция  $f^*(y)$  для доминирующего вектора плана  $\bar{y}_{j,i} \in G_{j,i}$  такого, что ему соответствует самая верхняя траектория выхода плана добычи на «полку» среди всех траекторий планов из  $G_{j,i}$ , то есть  $g(G_{j,i}) = f^*(\bar{y}_{j,i})$ , где  $\bar{y}_{j,i} \geq y$  для  $\bar{y}_{j,i} \in G_{j,i}$  и любого  $y \in G_{j,i}$ .

Доказывается основное условие применимости метода ветвей и границ: показывается, что функция  $g(G_{j,i})$  на самом деле является оценкой (соответствует исходному функционалу  $f(y)$  и быстро рассчитывается), является верхней оценкой и не возрастает по мере разбиения  $G$  на подмножества.

Предложенный подход совмещает достоинства традиционной и многокритериальной оптимизации, нивелируя их недостатки. Так, при традиционной оптимизации не всегда можно найти оптимальное решение за приемлемое время и не учитывается многокритериальность реальных задач. При этом нахождение точного оптимального решения по основному критерию не всегда оправдано, поскольку такое решение обычно неудовлетворительно по остальным критериям оценки решений.

#### 4. Многокритериальная оптимизация

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.

Средства многокритериальной оптимизации позволяют найти реальный вариант [1] стратегии разработки группы месторождений для реализации как наилучший среди близких к оптимальному по другим заданным критериям оценки (объем накопленной добычи газа, капиталовложения, чистая прибыль, цена на газ, NPV и т.д.). 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 ЛПР по неформализованным критериям оценки на основании визуального анализа результатов многокритериальной оптимизации в виде так называемых профилей, где каждому варианту соответствует ломаная, соединяющая значения различных критериев.

#### 5. Система моделирования и оптимизации добычи газа

Система моделирования и оптимизации добычи газа СМОД [4] предназначена для формирования стратегий разработки группы газовых месторождений. Система позволяет осуществлять комплексное планирование разработки группы месторождений на длительный промежуток времени по минимальной исходной информации за счет использования укрупненных нормативов, позволяет получать качественно новые

плановые решения, обеспечивает многовариантные расчеты и выбор реального плана для реализации с использованием многокритериальной оптимизации.

Использование системы наиболее целесообразно в следующих случаях: достаточно большое количество месторождений в группе, долгосрочный период планирования, новые, еще не разрабатываемые месторождения, минимальная и/или прогнозная информация о месторождениях, планирование по укрупненным показателям для принятия стратегических решений.

Система СМОД была реализована на языке C# в инструментальной среде Visual Studio. Система может работать в двух режимах: имитационном и оптимизационном, причем в обоих случаях формируется множество вариантов для последующей многокритериальной оптимизации.

## 6. Заключение

При дальнейшем развитии данной проблематики предполагаются моделирование разработки газовых месторождений при наличии различных источников финансирования ликвидационных работ, программная реализация учета неопределенности исходных данных, а также использование результатов моделирования как количественной базы для решения задач стратегического управления газодобывающим предприятием.

## Список литературы

1. Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования. М.: Наука, 1989. 304 с.
2. 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.
3. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
4. Скиба А.К., Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация стратегий разработки группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2012. 40 с.
5. Соломатин А.Н. Решение оптимизационных задач при формировании стратегий разработки группы газовых месторождений // Труды МФТИ. 2019. Т. 11, № 4. С. 26-36.