

Моделирование и оптимизация разработки группы газовых месторождений

**Вычислительный центр им. А.А. Дородницына
Федерального исследовательского центра
«Информатика и управление» РАН**

Хачатуров Владимир Рубенович, д.ф.-м.н., зав.отделом

Соломатин Александр Николаевич, к.ф-м.н., в.н.с.

Скиба Александр Константинович, к.ф.-м.н., с.н.с.

Введение

Настоящая работа находится в русле основных направлений исследований отдела **Методов проектирования развивающихся систем** Вычислительного центра им. А.А. Дородницына РАН (с июня этого года – в составе ФИЦ «Информатика и управление» РАН), где под руководством д.ф.-м.н. В.Р. Хачатурова в течение многих десятилетий ведутся работы по решению задач комплексного освоения территорий.

В рамках концепции **регионального программирования** были разработаны модели, методы и алгоритмы, созданы программные комплексы для решения задач перспективного планирования газо- и нефтедобывающих регионов, проектирования генеральных схем освоения нефтяных и газовых месторождений.

Из разработанного **математического аппарата** следует отметить следующие методы:

- аппроксимационно-комбинаторный,
- модифицированный метод последовательных расчетов,
- дискретной оптимизации большой размерности и комбинаторные методы,
- решения многокритериальных задач,
- размещения объектов нефтегазодобычи с учетом связывающих их коммуникаций и с учетом агломерации,
- построения оптимальных структур коммуникационных сетей,
- оптимизации параметров сетей, учета и анализа экологических рисков,
- оптимизации функционирования финансово-промышленных групп и т.д.

Система планирования добычи газа

Система перспективного планирования добычи газа (СПДГ) была разработана по заказу Мингазпрома СССР для формирования долгосрочных планов разработки некоторой группы газовых месторождений, обеспечивая расчет объемов добычи газа и основных технико-экономических показателей добычи в динамике на долгосрочную перспективу.

Система многократно использовалась при расчетах долгосрочных планов добычи газа по различным объектам газодобычи с подтвержденным экономическим эффектом в *сотни миллионов* рублей (в ценах до 1991 г.):

- при расчетах планов добычи газа по различным газодобывающим регионам: Северо-Тюменской газоносной провинции, Оренбургскому газоконденсатному месторождению, группам месторождений Восточной Украины, шельфа Черного моря и т.д.,
- для определения очередности и сроков ввода Ямбургского месторождения и группы более мелких месторождений – Тазовского, Юбилейного, Песцового и т.д.,
- при проектировании обустройства Уренгойского месторождения совместно с Системой проектирования генеральных схем обустройства месторождений,
- при анализе перспектив развития нефте- и газодобычи в Восточной Сибири совместно с другими системами планирования и проектирования.

Новые задачи

Развитие газовой отрасли в РФ в настоящее время сталкивается с рядом серьезных проблем.

Эти проблемы связаны, в частности:

- с особой ролью отрасли в экономике РФ,
- с экономическими санкциями Запада,
- с конкуренцией со стороны новых игроков на рынке газа,
- с необходимостью освоения новых труднодоступных добывающих районов в условиях нехватки средств и устаревания основных фондов,
- с рисками глобальных изменений климата,
- с рисками развития «сланцевой» и «зеленой» энергетики, использования СПГ и т.д.

Решение задач освоения новых газодобывающих районов требует адекватного уровня планирования и проектирования, что может частично нейтрализовать негативное влияние перечисленных проблем.

Была разработана *Система моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД)*, которая является дальнейшим развитием системы СПДГ в современных условиях и обеспечивает формирование стратегий разработки группы газовых месторождений в рамках имитационно-оптимизационного подхода на основе совместного использования имитационного моделирования, сеточных методов, дискретной и многокритериальной оптимизации.

Задачи планирования для группы 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: группа месторождений региона, дочернего газодобывающего общества ОАО «Газпром» или независимой газодобывающей компании.

Стратегия развития должна отвечать на вопрос, как при заданных потребностях и имеющихся возможностях следует организовать процесс добычи газа:

- какие месторождения, в какие сроки и в каком темпе разрабатывать,
- какова будет динамика добычи газа,
- какие для этого потребуются затраты,
- какая будет получена прибыль при продаже этого газа и т.д.

Модель функционирования группы газовых месторождений

Модель функционирования *одного газового месторождения* задается в виде системы дифференциальных уравнений:

$$V' = -Nq,$$

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

$$N' = n$$

при начальных условиях

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

и ограничении

$$0 \leq cn(t) \leq K(t).$$

Здесь:

T - длина планового периода,

V - текущие запасы 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.

Для *группы 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.

Добыча газа вычисляется как

$$Q = Nq.$$

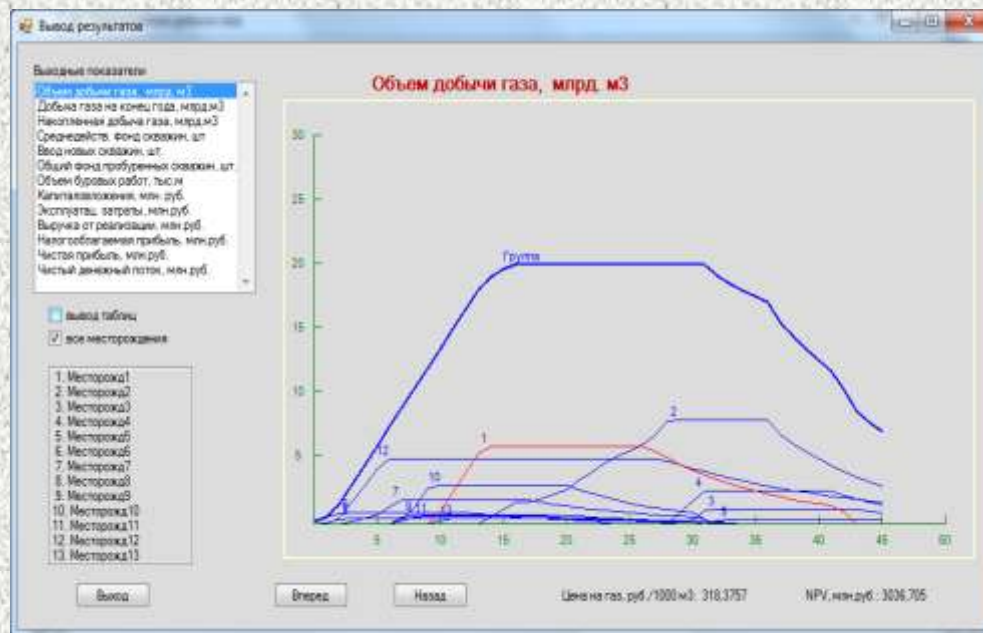
Управлением является число скважин $n(t)$, вводимых в эксплуатацию в единицу времени.

Функции добычи

Для каждого j -го месторождения кривая добычи состоит из трех участков:

- 1) рост добычи: месторождение разбуривается и выходит на уровень постоянной добычи (УПД) или «полку» \bar{Q}_j ; темп роста добычи определяется ограничением на прирост добычи ∂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 запасах менее \bar{V}_j добыча падает по экспоненте:

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



Годовые объемы добычи $Q_j(t)$ на каждом месторождении зависят от следующего:

- дебиты скважин на месторождении,
- уровень «полки» \bar{Q}_j ,
- план добычи по группе месторождений $P(t)$,
- заданный порядок ввода месторождений,
- индивидуальные планы добычи $y_j(t)$,
- ограничения на прирост годовой добычи ∂Q_j .

Сущность алгоритма планирования добычи газа

На основе математической модели была разработана *аппроксимирующая имитационная модель* группы месторождений и многошаговый алгоритм, который позволяет распределить планируемую добычу газа в динамике между месторождениями по минимальной информации:

- входной: в частности, запасы газа, дебиты, «полки» и данные на начало планового периода по месторождениям,
- управляющей: план добычи по группе месторождений, порядок ввода месторождений в эксплуатацию.

Алгоритм для каждого года пытается выполнить план добычи $P(t)$, «набирая» его из объемов добычи $Q_j(t)$ отдельных месторождений с номерами $j = 1, m$, вводимых в заданном порядке и определить сроки и темпы ввода месторождений в эксплуатацию.

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 $P(t^*) > \bar{Q}_1$; 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 соответствующим закономерностям. Аналогично – для второго месторождения и т.д.

Этапы алгоритма планирования

Алгоритм расчета объемов добычи газа состоит из 32 этапов, объединенных в три части, каждая из которых выполняется для каждого года планового периода $t \in \{0, 1, \dots, T\}$.

Часть I. 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^* в силу необходимости учета проекта разработки для какого-либо месторождения с номером $j > j^*$; $y_j(t)$ являются минимально возможными уровнями годовой добычи.

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

Часть III. Для месторождений, вышедших на «полку», можно рассчитать уровни добычи до конца планового периода и исключить эти месторождения из рассмотрения, так как эти уровни определяются закономерностями функционирования месторождения (нахождение на «полке» и дальнейшее падение добычи по экспоненциальному закону) и не зависят от плана добычи по группе.

При расчетах может учитываться наличие запасов различных категорий, наличие имеющихся проектов разработки, различные режимы дебитов, а также выполняться сглаживание добычи при выходе на «полку».

Расчет технико-экономических показателей

Для полученных объемов добычи газа по заданным нормативам и начальным технико-экономическим показателям рассчитываются различные показатели добычи, составляющие имитационную экономико-математическую модель разработки группы газовых месторождений.

Показатели рассчитываются в динамике с шагом в один год независимо для каждого месторождения:

- технологические – накопленная добыча газа, добыча на конец года, дебит скважин, пластовые давления, общий и среднедействующий фонд скважин, ввод новых скважин, объем буровых работ и т.д.;
- экономические - капиталовложения (в бурение, обустройство, природоохранные мероприятия, строительство УКПГ, в ГРП), 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 уравнения для определения чистого дисконтированного дохода.

Необходимость в оптимизации

1. При централизованном планировании целью функционирования группы месторождений было выполнение некоторого плана добычи, часто заданного без учета экономической эффективности и ограничений на ресурсы. В условиях рыночной экономики план добычи для группы месторождений нельзя считать заданным, т.е. возникает *задача оптимизации стратегий* разработки группы газовых месторождений.
2. Оставаясь в рамках только имитационной модели, невозможно оценить экстремальные варианты планов, часто представляющие наибольший интерес.

Задача нахождения наилучшей стратегии развития для группы месторождений по своей сути является многокритериальной:

- важнейшим критерием является накопленная добыча газа (извлекаемые запасы газа); максимизация накопленной добычи – это и удовлетворение растущего спроса на газ, и валютная выручка, и эффективное использование запасов,
- с другой стороны, чистая стратегия максимизации накопленной добычи является весьма затратной (большие объемы буровых работ) и неэффективной с точки зрения транспорта газа.

Предлагается искать приближенное решение оптимизационной задачи в дискретной постановке с использованием методов дискретной оптимизации, причем искать не только оптимальное решение для заданного критерия, но и множество близких к нему решений.

Для каждого такого решения по результатам моделирования определяются значения дополнительных критериев, что позволяет осуществлять выбор стратегии для реализации по многим критериям оценки.

Дискретизация исходной задачи

Имитационный характер модели группы месторождений не позволяет задать целевую функцию и ограничения оптимизационной задачи аналитически.

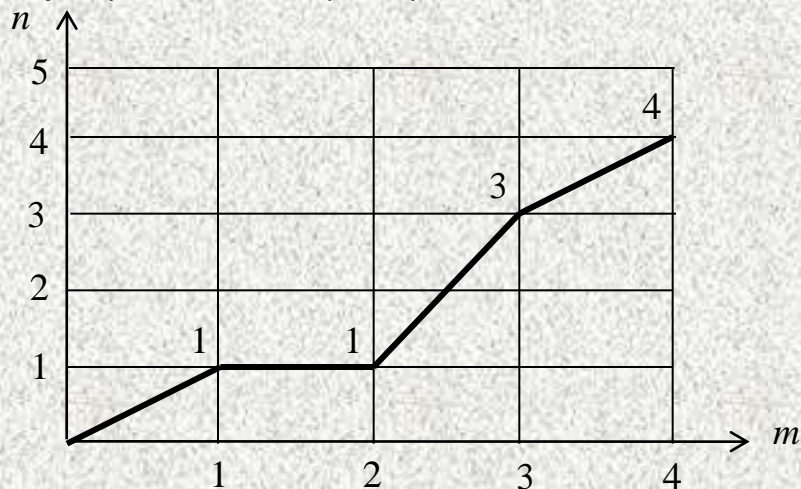
Непрерывная задача оптимизации накопленной добычи *сводится к дискретной за счет введения равномерной сетки* с параметрами (m, n) , покрывающей область выхода траекторий плана добычи по группе на «полку», где m - количество узлов сетки по оси ОХ (максимальное количество лет выхода добычи на «полку»), а n - по оси ОУ (количество уровней добычи).

Траектория любого плана добычи аппроксимируется на сетке целочисленным вектором плана

$$y = (y^1, y^2, \dots, y^m).$$

Здесь y^j - номер узла сетки по ОУ, соответствующий узлу сетки с номером j по ОХ при прохождении вектора плана через точку (j, y^j) сетки, где

$$j \in \{1, 2, \dots, m\}, y^j \in \{1, 2, \dots, n\}.$$



Вектор плана $y = (1, 1, 3, 4)$ для сетки с параметрами $(4, 5)$.

В силу технологических ограничений функции планов добычи являются *монотонно неубывающими*.

Поэтому среди всех кортежей декартова произведения $(G_0)^m, G_0 = \{1, 2, \dots, n\}$ рассматриваются лишь элементы из множества $G \subset (G_0)^m$ - векторы планов, для которых $y^j \leq y^{j+1}, j = \overline{1, m-1}$.

Постановка задачи оптимизации и ее сложность

Требуется найти такое решение оптимизационной задачи $y^* \in G$, что

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

а также множество элементов N , близких к оптимальному по значению функционала, такое, что

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

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

Рассмотрим матрицу X , где $x_{i,j}$ - мощность множества допустимых решений для каждой задачи с параметрами сетки (j,i) . Значения $x_{i,j}$ для различных i, j с учетом неубывания значений векторов планов могут быть оценены с помощью следующих рекуррентных формул:

$$x_{i,j} = \sum_{k=1}^i x_{k,j-1},$$

$$x_{i,j} = x_{i,j-1} + x_{i-1,j},$$

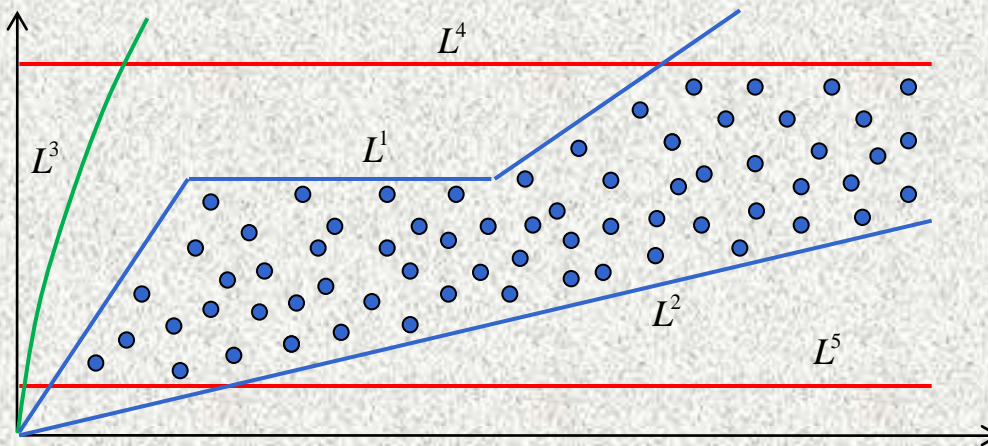
$$x_{i,j} = x_{j+1,i-1}.$$

Ограничения на траектории планов добычи

Количество вариантов решений (область допустимых решений) можно еще более сузить за счет введения следующих ограничений на допустимые варианты планов:

- эксперт может задать верхние (L^1) и нижние (L^2) ограничения на возможные траектории выхода плана добычи на УПД,
- L^3 задает максимально крутой выход плана добычи по группе на УПД с учетом заданных максимальных допустимых приростов годовой добычи для каждого месторождения,
- L^4 определяется как сумма полок всех месторождений группы,
- L^5 отражает возможность наличия накопленной добычи на начало планового периода.

Обеспечивается округление в ту или иную сторону значений траекторий $L^1 - L^5$ до значений в ближайших узлах сетки и автоматическое построение области допустимых решений в зависимости от взаимного расположения траекторий $L^1 - L^5$.



Подход к решению задачи и множества разбиения решений

Для решения оптимизационной задачи был использован *модифицированный метод ветвей и границ (ММВГ)*, позволяющий находить не только оптимальное, но и близкие к нему решения из N при решении задачи максимизации накопленной добычи газа по группе месторождений.

Формирование векторов планов и разбиение множества решений G на подмножества производится справа налево - от конца временного периода выхода на «полку».

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; элементы каждого подмножества определяют планы добычи с одинаковой «полкой», но с разными годами и разными траекториями выхода на «полку».

Рассмотрим сетку с параметрами (m, n) , где n - количество уровней добычи, а m - количество лет периода выхода на полку. Тогда для всех индексов $i = \overline{1, n}$ и $j = \overline{1, m}$ каждое подмножество разбиения $G_{j,i}$ будет содержать такие вектора планов, что для любых $y, z \in G_{j,i}$:

- $y^{m-j+1} = z^{m-j+1} = i$,
- $y^t = z^t$, $y^t, z^t \geq i$ для любого t , $m-j+1 < t \leq m$,
- y^t, z^t произвольны, $y^t, z^t \leq i$ для любого t , $1 \leq t < m-j+1$.

Оценочные функции

Пусть $Q_y(t)$ - функция добычи газа по группе месторождений для плана $y \in G$, тогда накопленная добыча на $[0, T]$ есть $f(y) = \int_0^T Q_y(t) dt$.

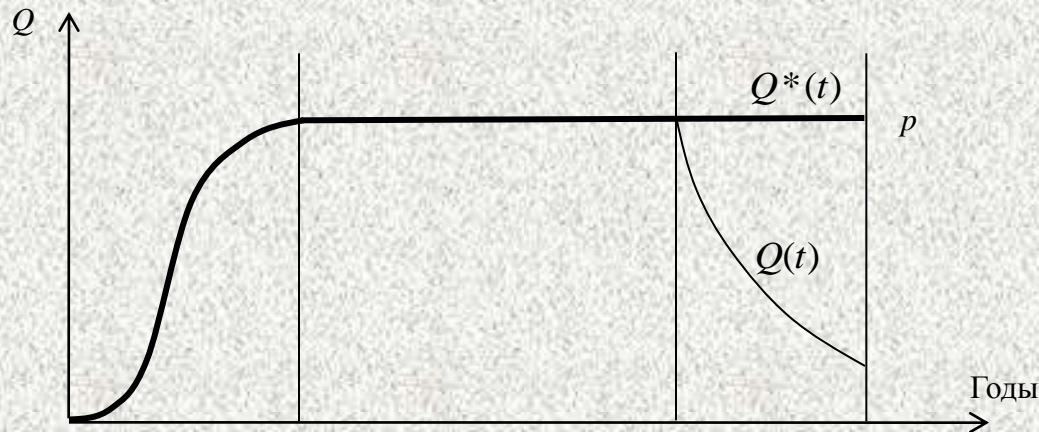
Определим:

- оценочную функцию добычи $Q_y^*(t)$,
- оценочную функцию накопленной добычи $f^*(y) = \int_0^T Q_y^*(t) dt$.

так, чтобы для любого плана $y \in G$ и любого $t \in [0, T]$ выполнялись условия:

- $Q_y^*(t) = Q_y(t)$ до момента начала падения добычи по группе при УПД p ;
- $Q_y^*(t) = p$ на этапе падающей добычи по группе.

Очевидно, что для любого вектора плана $y \in G$ справедливо $f^*(y) \geq f(y)$, т.е. $f^*(y)$ является верхней оценкой накопленной добычи газа $f(y)$.



Верхняя оценка подмножеств разбиения-1

На множестве G вводится отношение порядка (доминирования) \geq :

$y \geq z$ (y доминирует z), $y, z \in G$, если $y^j > z^j$, $j = 1, m$, но существует хотя бы один номер j^* такой, что $y^{j^*} = z^{j^*}$.

Доказывается, что оценочная функция $f^*(y)$ монотонна по y , т.е. из $y \geq z$, $y, z \in G$ следует $f^*(y) \geq f^*(z)$.

Для каждого подмножества $G_{j,i}$ определяется доминирующий вектор планов $\bar{y}_{j,i} \in G_{j,i}$ такой, что ему соответствует самая верхняя траектория выхода плана добычи на «полку» среди всех траекторий планов из $G_{j,i}$, то есть $\bar{y}_{j,i} \geq y$ для любого $y \in G_{j,i}$.

Тогда в качестве верхней оценки $g(G_{j,i})$ произвольного подмножества $G_{j,i}$ берется оценочная функция накопленной добычи для доминирующего вектора планов $\bar{y}_{j,i}$, то есть

$$g(G_{j,i}) = f^*(\bar{y}_{j,i}).$$

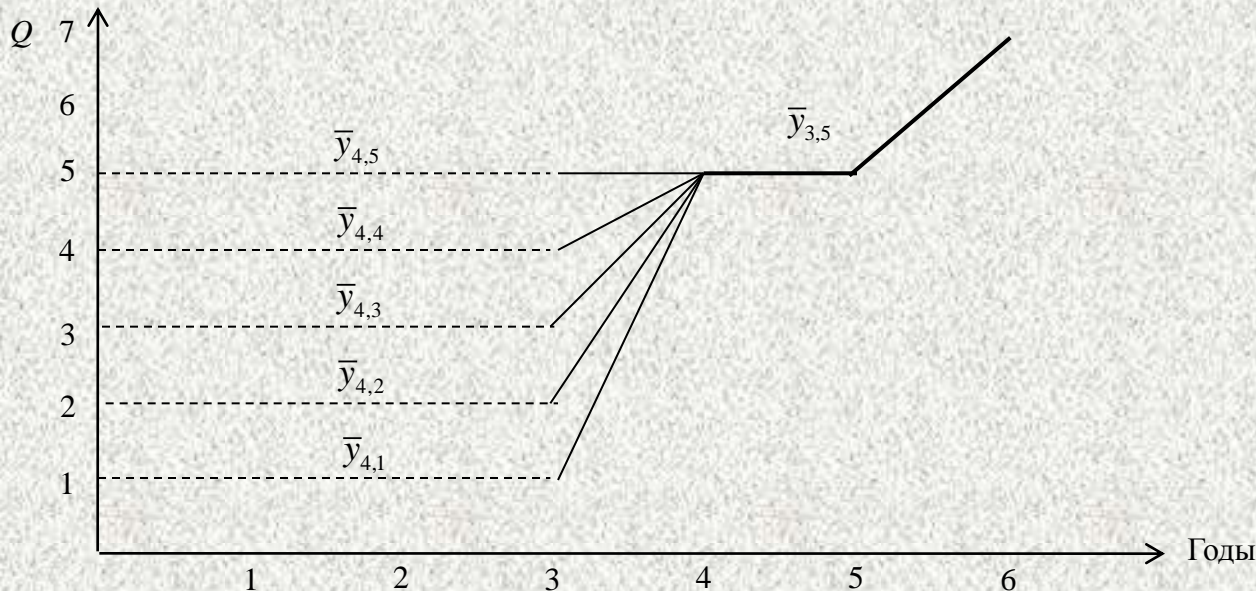
Верхняя оценка подмножеств разбиения-2

Пусть имеется разбиение на подмножества $G_{j,i} = \bigcup_{k=1}^i G_{j+1,k}$.

Тогда для любого $k = \overline{1, i}$ верхняя оценка $g(G_{j+1,k})$ достигается для доминирующего вектора планов $\bar{y}_{j+1,i}$; при этом $\bar{y}_{j+1,i} \equiv \bar{y}_{j,i}$ и $g(G_{j+1,i}) = g(G_{j,i})$.

Очевидно доминирование $\bar{y}_{j,i} \geq \bar{y}_{j+1,k}, k = \overline{1, i}$, поэтому:

- траектории выхода планов добычи из $G_{j+1,k}$ на УПД лежат не выше траекторий планов из $G_{j,i}$,
- по мере разбиения на подмножества траектории выхода планов добычи на УПД становятся все более пологими.



Доминирующие векторы планов для подмножеств разбиения $G_{3,5}$ для сетки с параметрами $m = 6, n = 7$.

Возможность применения метода ветвей и границ

Утверждение. Пусть множество $G_{j+1,k}$ является подмножеством разбиения для $G_{j,i}$, то есть $G_{j+1,k} \subset G_{j,i}$ и $\bar{y}_{j,i} \geq \bar{y}_{j+1,k}, k = \overline{1, i}$, где $\bar{y}_{j,i}$ - доминирующий вектор планов для $G_{j,i}$, а $\bar{y}_{j+1,k}$ - для $G_{j+1,k}$.

Верхняя оценка подмножеств разбиения векторов планов не возрастает по мере разбиения, т.е.

$$g(G_{j+1,k}) \leq g(G_{j,i}), k = \overline{1, i}.$$

Фактически, для верхней оценки $g(G_{j,i}) = f^*(\bar{y}_{j,i})$ доказываются следующие три утверждения:

1. Функция g на самом деле является оценкой, то есть максимально соответствует каждой исходной функции и быстро рассчитывается.
2. Функция g является верхней оценкой.
3. Функция g не возрастает по мере разбиения на подмножества.

Особенности реализации модифицированного МВГ

- Разбиение каждого подмножества $G_{j,i}$ на подмножества происходит не только с учетом параметров сетки и неубывания векторов планов, но и с учетом ограничений на планы L^1 - L^5 .
- Дерево ММВГ хранится в виде списка, из которого исключаются отбракованные и/или раскрытые вершины.
- В качестве первоначального рекорда \hat{y} берется ограничение L^3 .
- Отсев некоторого подмножества $G_{j,i}$ производится при выполнении условия $g(G_{j,i}) < f(\hat{y}) - R$, что при $R > 0$ позволяет отбирать (не отсеивать) все решения, близкие к оптимальному.
- Работа алгоритма ММВГ оканчивается, когда остается набор одноэлементных подмножеств разбиения, которые нельзя ни отбраковать, ни разбить на подмножества.

Формирование значений критериев

Для каждого варианта из множества близких вариантов, полученного на этапе оптимизации накопленной добычи, работает имитационная модель, позволяющая найти динамику добычи и соответствующих технико-экономических показателей по месторождениям.

На основании полученных выходных показателей модели рассчитываются (как суммы по годам и по месторождениям) и запоминаются агрегированные показатели, определяя значения критериев оценки данного варианта.

Оценка вариантов производится по следующим критериям, причем может быть выбрано любое подмножество данного множества:

- объем накопленной добычи по группе месторождений,
- уровень «полки» по группе,
- длина полки,
- капиталовложения,
- эксплуатационные затраты,
- чистая прибыль,
- цена на газ,
- NPV.

Многокритериальная оптимизация

Решение многокритериальной задачи называется *реальным* (реальный проект, рациональное решение), если оно является наилучшим в некотором смысле (не обязательно формализованном) среди всех допустимых решений с точки зрения данного ЛПР; реальное решение является аналогом оптимального решения в условиях многокритериальности и наличия неформализованных критериев.

Средства многокритериальной оптимизации позволяют найти реальный вариант стратегии разработки группы месторождений для реализации как наилучший среди близких к оптимальному по другим заданным критериям оценки.

На основе *аппроксимационно-комбинаторного метода* композиции и декомпозиции систем для известной идеальной точки x^* строится множество вариантов решений Ω_0 :

➤ Этап декомпозиции: при заданных $R_j \geq 0, j = 1, m$, отражающих требования ЛПР к реальному решению, для каждого критерия E_j формируется множество вариантов решений Ω_j , «близких» к приближенному оптимальному решению:

$$\Omega_j = \{x \in V \mid E_j(x^*) - E_j(x) \leq R_j\}.$$

➤ Этап композиции: на основании этих множеств формируется множество Ω_0 как пересечение полученных Ω_j :

$$\Omega_0 = \bigcap_{j=1}^m \Omega_j.$$

Модель процесса многокритериальной оптимизации

Модель процесса принятия решений в виде дерева $G(V, P)$:

- вершины - множества отобранных вариантов V_i ,
- ребра - методы многокритериальной оптимизации P_i такие, что на каждом i -м уровне дерева

$$P_i : V_i \Rightarrow V_{i+1}, V_{i+1} \subseteq V_i \cup \emptyset.$$

Модель позволяет осуществлять возвраты на G и изменять направления решения задачи.

Пусть:

ν – число вариантов, которое ЛПР может проанализировать в единицу времени, в том числе используя неформализованные критерии оценки,

T – время, имеющееся у него для поиска реального решения x_0 .

Тогда для каждого V_i на i -м уровне дерева G имеются следующие возможности.

1. $|V_i| = \emptyset$ - решения не существует, т.е. $x_0 \notin V_i$: надо расширить V_i , для чего восстановить V_{i-1} и повторить P_{i-1} с более слабыми ограничениями.
2. $|V_i| \leq \nu T$, $|V_i| \neq \emptyset$ и V_i удовлетворяет ЛПР: он может найти на V_i решение x_0 за заданное время T .
Конец работы.
3. $|V_i| > \nu T$ и V_i удовлетворяет ЛПР, хотя множество V_i слишком велико для выбора x_0 за время T :
 - продолжить работу, применив какой-либо другой метод P_i ,
 - восстановить V_{i-1} и повторить P_{i-1} с более сильными ограничениями,
 - уменьшить ν , например, применяя средства визуализации.
4. $|V_i| > \nu T$ и V_i не удовлетворяет ЛПР:
 - восстановив V_{i-1} , выбрать другой метод P_{i-1} ,
 - прервать поиск решения и вернуться к исходному множеству V .

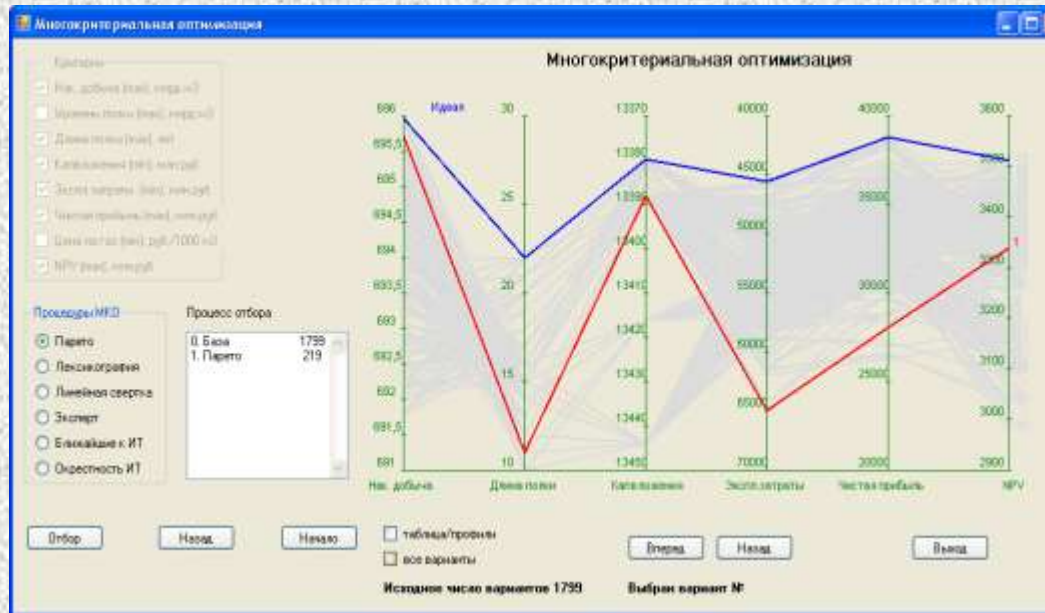
Визуализация вариантов

На заключительном этапе МКО для визуального анализа и выбора вариантов используются профили:

- по оси ОХ откладываются наименования имеющихся критериев,
- для каждого критерия строится своя ось ОУ с соответствующей градуировкой, причем длины всех осей ОУ одинаковы,
- на осях ОУ откладываются значения соответствующих критериев для всех вариантов,
- значения различных критериев для каждого варианта соединяются отрезками.

Полученная ломаная (профиль) является визуальным представлением варианта, причем:

- если вариант А доминирует вариант В, то профиль для В лежит не выше профиля для А,
- если варианты несравнимы (в т.ч. из множества Парето), то их профили пересекаются.



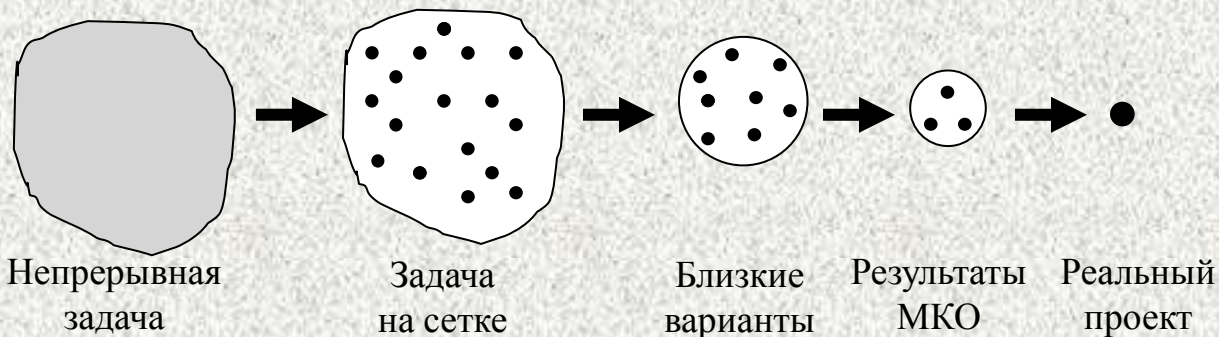
Сущность и этапы подхода к решению задачи

Рассмотренный подход к решению задачи формирования стратегии разработки группы газовых месторождений основан на концепции «*optimization-simulation*» и *аппроксимационно-комбинаторном методе*.

Он объединяет использование имитационного моделирования, сеточных методов, дискретной и многокритериальной оптимизации.

Основные этапы применения подхода:

- выделяется множество критериев оценки решений и среди них один – основной;
- исходная задача дискретизируется за счет введения равномерной сетки;
- на сетке ищется приближенное оптимальное решение по основному критерию и множество близких к нему наилучших решений;
- на множестве полученных близких решений с применением методов многокритериальной оптимизации ищется реальное решение (реальный проект), наилучшее по другим критериям оценки.



Одно- и многокритериальная оптимизация

Подход совмещает достоинства «классической» и многокритериальной оптимизации, нивелируя их недостатки.

➤ При традиционной оптимизации:

- не для всякой задачи можно найти точное оптимальное решение за приемлемое время,
- не учитывается многокритериальность реальных задач,
- нахождение оптимального решения по основному критерию не всегда оправдано, поскольку оно обычно неудовлетворительно по остальным критериям оценки решений.

➤ При многокритериальной оптимизации:

- многокритериальные альтернативы обычно формируются в имитационном режиме,
- ничего неизвестно о степени их близости к оптимальному решению по определяющему критерию.

Подход может быть использован для решения достаточно широкого класса нелинейных многокритериальных задач, особенно в тех случаях, когда аналитическое описание системы невозможно и используются имитационные модели.

Неопределенность исходных данных и нечеткие множества

Неопределенность является *неотъемлемым свойством* любой экономической деятельности, включая нефтегазодобычу.

Поэтому задачи моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений необходимо решать с учетом неопределенности исходных данных.

Сюда относятся запасы газа различных категорий, уровень «полки», дебиты скважин, цены на газ и т.д. Хотя наиболее часто для учета неопределенности, в том числе, в нефтегазовой отрасли, применяют аппарат теории вероятностей.

Предпочтительно применение аппарата *нечетких множеств* по следующим причинам:

- применение классических вероятностей оправдано лишь для статистически однородных случайных событий, когда можно определить случайные величины с известными законами распределения и их параметрами,
- не требуется адекватного задания вида и параметров плотностей вероятности для недетерминированных исходных данных, что не всегда возможно,
- снимается проблема учета взаимной зависимости исходных данных, которая сама по себе является нечеткой и во многом определяется предпочтениями ЛПР,
- при использовании вероятностных моделей резко возрастает вычислительная сложность решаемых задач, особенно оптимизационных, из-за необходимости выполнять арифметические операции с плотностями вероятностей случайных величин.

Применение нечетких множеств

Решение оптимизационных задач при помощи методов нечеткого программирования невозможно: целевая функция и ограничения должны быть заданы аналитически, что невозможно из-за имитационного характера модели группы газовых месторождений.

Предлагается реализовать так называемое *нечеткое расширение* детерминированной задачи:

- сохранить общую схему решения, диалоговый интерфейс и программное обеспечение, реализованные в системе СМОД для детерминированного случая,
- использовать вместо детерминированных значений соответствующие нечеткие числа, заменив операции с детерминированными значениями на операции с нечеткими числами.

Неопределенность в подсчете запасов (ресурсов) газа различных категорий (с различной степенью разведанности) является наиболее значимой среди всех видов неопределенности исходных данных. Поэтому рассматриваются различные вопросы анализа запасов газа различных категорий на основе использования аппарата нечетких множеств:

- системная модель категорий запасов,
- модель движения газа по категориям запасов,
- оценка достоверности запасов,
- расчет запасов объемным методом с учетом неопределенности,
- различные оптимизационные задачи, связанные с запасами газа,
- проблемы суммирования запасов газа различных категорий для каждого месторождения и т.д.

Реализация нечеткого расширения задачи

Решения для реализации нечеткого расширения детерминированной задачи:

- недетерминированные исходные данные задаются по выбору пользователя лишь для некоторых (наиболее крупных) месторождений и лишь для некоторых (наиболее важных) показателей;
- пользователь определяет тип вводимых недетерминированных данных – нечеткое трапециевидное или треугольное число, интервальное число, детерминированное значение и параметры функции принадлежности нечеткого числа;
- перечисленные типы данных хранятся в унифицированном формате с динамическим выбором способа их обработки;
- для сокращения времени расчетов при работе с недетерминированными данными производится:
 - модификация программного кода системы для выделения фрагментов кода, работающих только с детерминированными величинами),
 - программная реализация арифметических операций над нечеткими числами на языке Ассемблера,
 - при решении оптимизационных задач может быть выбрано использование только детерминированных величин – результатов дефаззификации;
- выдаваемые на экран результаты являются детерминированными результатами дефаззификации, для детального анализа могут выдаваться график и параметры функции принадлежности каждого соответствующего нечеткого числа.

Система моделирования и оптимизации добычи газа

Система моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) предназначена для формирования стратегий разработки группы газовых месторождений газодобывающего общества или региона.

Система предоставляет следующие основные возможности:

- осуществлять комплексное планирование разработки группы месторождений по минимальной исходной информации, рассчитывая весь спектр технико-экономических показателей добычи,
- учитывать возможную неоднородность информации для различных месторождений группы – от проектов разработки и до оценочных данных,
- обеспечивать планирование на длительный промежуток времени за счет использования укрупненных нормативов,
- моделировать в имитационном режиме функционирование группы газовых месторождений,
- получать качественно новые плановые решения за счет учета многих факторов и параметров, проведения многокритериальной оптимизации,
- находить стратегию разработки группы месторождений, оптимальную по критерию максимума накопленной добычи,
- быстро рассчитывать, анализировать и сравнивать большое число различных вариантов планов, реализуя режим многовариантного планирования,
- находить вариант разработки группы месторождений, наилучший по многим заданным критериям оценки,
- автоматизировать расчет, хранение и вывод технико-экономических показателей добычи в динамике по месторождениям.

Применение системы

Использование системы наиболее целесообразно в следующих случаях:

- достаточно большое количество месторождений в группе,
- долго- или среднесрочный период планирования,
- новые, еще не разрабатываемые месторождения,
- минимальная и/или прогнозная информация о месторождениях,
- планирование по укрупненным показателям для принятия стратегических управленческих решений.

Этим условиям удовлетворяют месторождения севера Тюменской области, Восточной Сибири, Дальнего Востока и континентального шельфа, а также месторождения зарубежных стран.

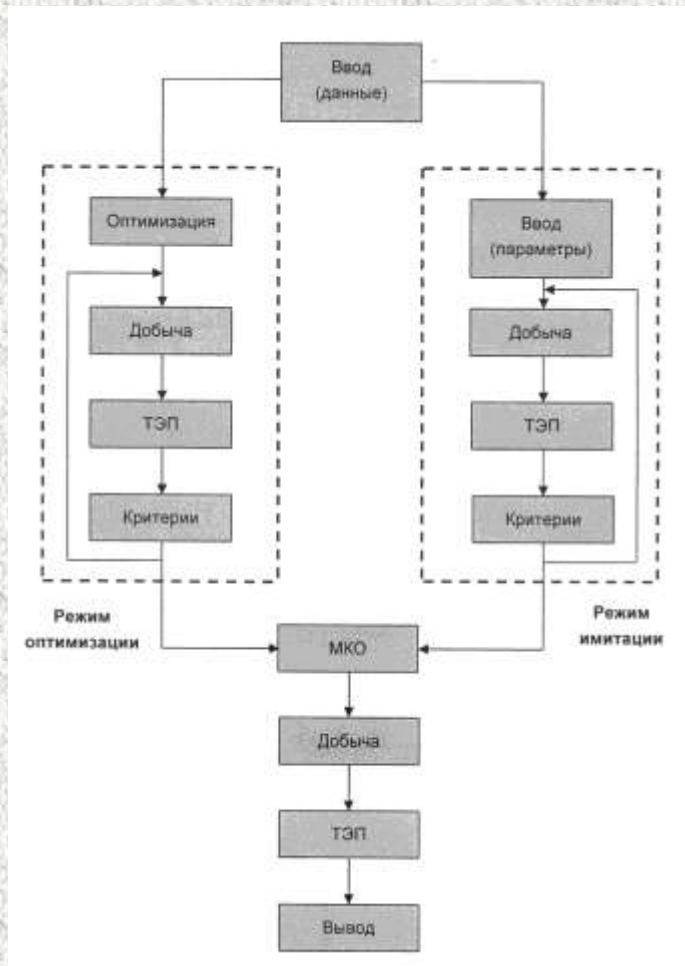
Система СМОД была реализована на языке C# в инструментальной среде Visual Studio 8.0 для Windows 7.

СМОД может работать в двух режимах:

- в режиме имитации варианты формируются при изменениях управляющих параметров системы,
- в режиме оптимизации варианты формируются в результате решения задачи максимизации накопленной добычи газа.

В обоих случаях формируется множество вариантов для последующей многокритериальной оптимизации.

Структура системы



Основные модули системы:

Ввод – ввод исходной информации.

Добыча – определение динамики добычи газа по месторождениям.

ТЭП – расчет технико-экономических показателей добычи.

Оптимизация – решение задачи оптимизации накопленной добычи газа.

Критерии – расчет значений критериев оценки вариантов.

МКО – многокритериальная оптимизация.

Вывод – вывод результатов в форме таблиц и графиков.

Основные направления дальнейшей работы

- Учет топологии сети трубопроводов при расчете объемов добычи газа и формирование полного комплекса показателей добычи и транспорта газа для группы месторождений.
- Программная реализация учета неопределенностей исходных данных, в первую очередь запасов различных категорий, при решении задач моделирования и оптимизации.
- Учет ликвидации отдельных месторождений в составе группы месторождений, прогнозирование для каждого месторождения динамики ликвидационных затрат, решение соответствующих оптимизационных задач.
- Поддержка процесса стратегического управления для группы месторождений: формирование прогнозной динамики показателей добычи создает количественную базу для решения задач стратегического анализа и формирования стратегий.

Основная литература

1. Хачатуров В.Р. Математические методы регионального программирования. М.: Наука, 1989. 304 с.
2. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. М.: Недра, 1992. 287 с.
3. Хачатурян В.Р., Веселовский В.Е., Зотов А.В. и др. Комбинаторные методы и алгоритмы решения задач дискретной оптимизации большой размерности. М.: Наука, 2000. 354 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.

Спасибо за внимание!