

Моделирование и оптимизация разработки группы газовых месторождений

А.Н. Соломатин

к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник¹
a.n.solomatin@bk.ru

В.Р. Хачатуров

д.ф.-м.н., профессор, зав. отделом¹ академик²
академик³

А.К. Скиба

к.ф.-м.н., старший научный сотрудник¹

¹Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН, Москва, Россия

²Российская академия космонавтики, Москва, Россия

³РАЕН, Москва, Россия

Необходимость освоения новых газодобывающих регионов в условиях нестабильной экономической среды обосновывает потребность анализа долгосрочных перспектив их развития. В статье рассматриваются математический аппарат и программные средства, обеспечивающие формирование стратегий разработки группы газовых месторождений на основе совместного использования имитационного моделирования, нечеткой математики, дискретной и многокритериальной оптимизации.

Материалы и методы

Имитационное моделирование, дискретная оптимизация, многокритериальная оптимизация, нечеткие множества.

Ключевые слова

группа газовых месторождений, стратегия разработки, имитационное моделирование, дискретная оптимизация, многокритериальная оптимизация, автоматизированные системы планирования

В рамках концепции регионального программирования [1] в Вычислительном центре им. А.А. Дородницына 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.

В частности, в 80-е гг. по заказу Мингазпрома СССР была создана Система перспективного планирования добычи газа (СПДГ) [2], 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. с подтвержденным экономическим эффектом в сотни миллионов рублей (в ценах до 1991 г.).

Как дальнейшее развитие системы СПДГ, разработана Система моделирования и оптимизации добычи газа (СМОД) [3], в которой добавлены возможности решения оптимизационных задач, и в дальнейшем предполагается учет неопределенности исходных данных.

Имитационная модель группы газовых месторождений

В основе работы СМОД лежит следующая модель функционирования газового месторождения в виде системы дифференциальных уравнений [2]:

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

при начальных условиях

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

где T — длина планового периода, $t = \overline{0, T}$, 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, V^0, N^0, q^0 — соответствующие значения на начало планового периода.

На основе этой модели разработана аппроксимирующая имитационная модель группы месторождений и многошаговый алгоритм, 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 (рис. 1). 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. При этом 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 $t \in \{0, 1, \dots, T\}$.

Часть I. Вместо $Q_j(t)$ рассчитываются некоторые предварительные значения $y_j(t)$,

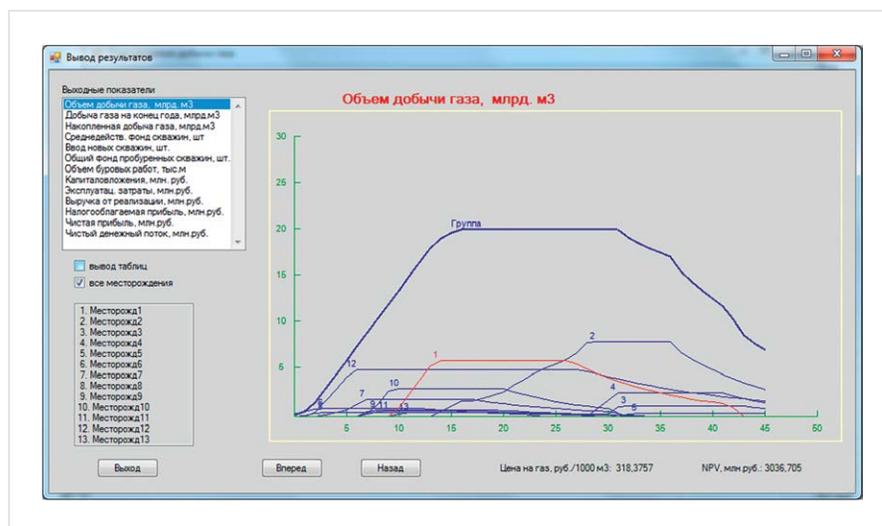


Рис. 1 — Динамика добычи газа по месторождениям группы

чтобы избежать превышения плана добычи, выполненного при помощи месторождений с номерами от 1 до j^* , в силу необходимости учета проекта разработок 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 только закономерностями функционирования месторождения (нахождение на «полке», а потом падение добычи по экспоненциальному закону) и не зависят от плана добычи по группе.

Для полученных объемов добычи газа в динамике по месторождениям рассчитываются различные показатели добычи:

- 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.

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 [4].

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 $y_j \in \{1, 2, \dots, n_j\}$, $j=1, m$, и $y_j \leq y_{j+1}$, $j=1, m-1$ (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 данной задачи дискретной оптимизации с неполиномиальной сложностью доказываются рекуррентные формулы, позволяющие оценить мощность множества допустимых решений.

Область допустимых решений можно сузить за счет использования таких ограничений на варианты планов, как задаваемые ЛПР верхнее и нижнее ограничения на траектории планов, траектория максимально крутого выхода плана добычи по группе на «полку», сумма «полок» всех месторождений группы, накопленная добыча по группе на начало планового периода.

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 найдены 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 $y^1_t = y^2_t$, $t \geq j$ и $y^1_t = y^2_t = i$.

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) \leq и доказываются, 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 $y \in G_{j,i}$ 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 для всякой задачи 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.

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 экспертом по неформализованным критериям оценки на основании визуального анализа результатов многокритериальной

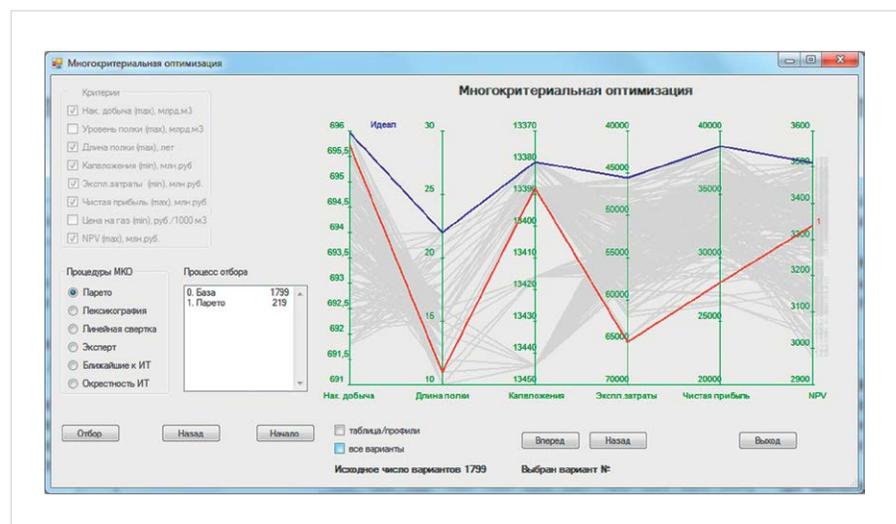


Рис. 2 — Результаты многокритериальной оптимизации в виде профилей

оптимизации в виде так называемых профилей, где каждому варианту соответствует ломаная, соединяющая значения различных критериев (рис. 2).

Учет неопределенности исходных данных

Неустранимым качеством экономической среды является неопределенность, поэтому задачи моделирования и оптимизации разработки группы газовых месторождений должны решаться с учетом неопределенности исходных данных, таких как запасы газа, дебиты скважин, цены на газ и т.д. Хотя наиболее часто для учета неопределенности, в том числе, в нефтегазовой отрасли, применяют аппарат теории вероятностей, для рассмотрения задач более адекватным является 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 эксперта;
- при использовании вероятностных моделей резко возрастает вычислительная сложность решаемых задач, особенно оптимизационных, из-за необходимости выполнять арифметические операции с плотностями вероятности случайных величин.

Как известно, под нечетким множеством понимается совокупность $A = \{u, \mu_A(u) | u \in U\}$, где U — универсальное множество, а $\mu_A(u)$ — функция принадлежности, которая характеризует степень принадлежности элемента нечеткому множеству A и принимает значения в некотором линейно упорядоченном множестве M — множестве принадлежностей (обычно отрезок $[0, 1]$).

В приложениях широко используются нечеткие числа (обычно треугольные или трапециевидные) — нечеткие множества специального вида, имеющие функцию принадлежности в виде треугольника (трапеции), которая задается упорядоченной тройкой (четверкой) чисел, определяющих вершины этих геометрических фигур.

При этом каждой функции $\mu_A(u)$ принадлежности нечеткого множества можно сопоставить некоторое характеризующее ее детерминированное значение при помощи одного из методов дефазификации, например, метода центра тяжести.

Неопределенность в подсчете запасов (ресурсов) газа различных категорий является наиболее значимой среди всех видов неопределенности исходных данных. Поэтому учитываются различные вопросы анализа запасов газа различных категорий на основе использования аппарата нечетких множеств: системная модель категорий запасов, оценка достоверности запасов, модель движения газа по категориям запасов, проблемы суммирования запасов газа различных категорий и т.д.

При решении оптимизационных задач при помощи методов нечеткого программирования целевая функция и ограничения должны быть заданы аналитически, что невозможно из-за имитационного характера модели группы газовых месторождений. Поэтому предлагается сохранить общую схему решения, диалоговый интерфейс и программное обеспечение, реализованные в системе СМОД для детерминированного случая [3], используя вместо детерминированных значений соответствующие нечеткие числа и заменив операции с детерминированными значениями на операции с нечеткими числами (так называемое нечеткое расширение детерминированной задачи).

Для эффективного ввода, хранения, обработки и вывода недетерминированных данных предлагаются следующие решения [5]:

- недетерминированные исходные данные задаются по выбору пользователя лишь для некоторых месторождений и лишь для некоторых показателей;
- пользователь определяет тип вводимых данных — нечеткое трапециевидное или треугольное число, интервальное число, детерминированное значение, а также параметры функции принадлежности нечеткого числа;
- все 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 СМОД (для выделения фрагментов кода, работающих только с детерминированными величинами) и программная реализация арифметических операций над нечеткими числами на языке Ассемблера; также при решении оптимизационных задач может быть выбрано использование только детерминированных величин — результатов дефазификации;
- выводимые на экран в виде таблиц и графиков результаты являются

детерминированными результатами дефазификации, поэтому по желанию эксперта для детального анализа могут выдаваться график и параметры функции принадлежности для каждого соответствующего нечеткого числа.

Система моделирования и оптимизации добычи газа

Система моделирования и оптимизации добычи газа [3] предназначена для формирования стратегий разработки группы газовых месторождений газодобывающего общества или региона.

Система позволяет:

- 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;
- автоматизировать расчет, хранение и вывод технико-экономических показателей добычи в динамике по месторождениям.
- 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 заданным критериям оценки.

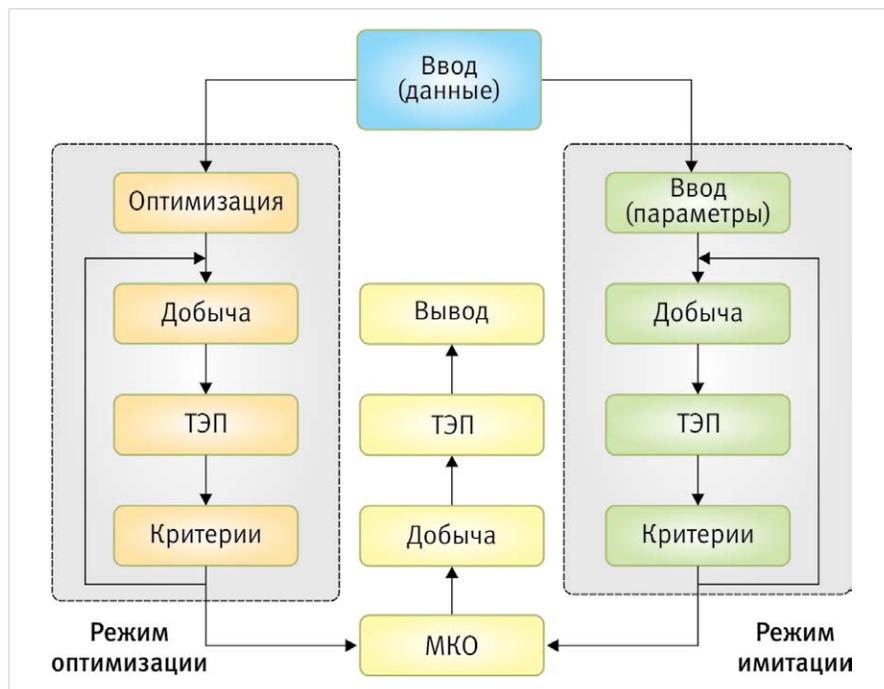


Рис. 3 — Схема работы системы СМОД

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 для Windows 7. СМОД может работать в двух режимах: имитационном и оптимизационном, причем в обоих случаях формируется множество вариантов для последующей многокритериальной оптимизации. В режиме имитации варианты формируются при изменении управляющих параметров системы, а в режиме оптимизации — в результате решения задачи максимизации накопленной добычи газа.

На схеме работы системы (рис. 3) используются следующие обозначения: *Ввод* — ввод исходной информации, *Добыча* — определение динамики добычи газа по месторождениям, *ТЭП* — расчет технико-экономических показателей добычи, *Критерии* — расчет критериев оценки вариантов, *Оптимизация* — решение задачи оптимизации накопленной добычи газа, *МКО* — многокритериальная оптимизация, *Вывод* — вывод результатов в форме таблиц и графиков.

Перспективы работ

При дальнейшем развитии системы СМОД предполагается реализовать следующие возможности. Во-первых, это программная реализация учета неопределенности исходных данных. Далее, это отражение в имитационной модели затрат на ликвидацию месторождений и определение стратегий ликвидации. Наконец, это использование результатов моделирования как количественной базы для решения задач стратегического управления газодобывающим обществом с реализацией моделей и методов стратегического управления.

Итоги

Показана необходимость и возможность использования моделирования, методов оптимизации и автоматизированных систем для формирования стратегий разработки группы газовых месторождений.

Выводы

1. Представлена имитационная модель группы газовых месторождений.
2. Поставлена и решена задача оптимизации накопленной добычи газа для группы месторождений.
3. Рассмотрено использование многокритериальной оптимизации для выбора стратегии разработки группы месторождений.

4. Приведены решения по учету неопределенности исходных данных на основе использования нечеткой математики.
5. Рассмотрены особенности Системы моделирования и оптимизации добычи газа.

Список литературы

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. Скиба А.К., Соломатин А.Н. Моделирование и оптимизация стратегий разработки группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2012. 40 с.
4. Соломатин А.Н. Некоторые оптимизационные задачи для группы газовых месторождений. М.: ВЦ РАН, 2009. 44 с.
5. 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.

Modeling and optimization of development of gas fields group

UDC 65.011.56

Authors:

Alexander N. Solomatin — Ph.D., leading researcher¹; a.n.solomatin@bk.ru

Vladimir R. Khachaturov — Sc.D., professor, head of department¹, academician², academician³

Alexander K. Skiba — Ph.D., senior researcher¹

¹Federal Research Center «Informatics and Control» of RAS, Moscow, Russian Federation

²Russian academy of astronautics, Moscow, Russian Federation

³Russian academy of natural sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

The unstable economic conditions dictate the need of development of new gas production regions and the analysis of long-term prospects of their operation. The mathematical apparatus and software providing forming the strategy of development of gas fields group on the basis of joint use of simulation, fuzzy mathematics, discrete and multicriteria optimization are considered in article.

Materials and methods

Simulation, discrete optimization, multicriteria optimization, fuzzy sets.

Results

It was shown the need and possibility of use of modeling, optimization and the computer-aided systems for formation of development strategy of gas fields group.

Conclusions

1. The simulation model of gas fields group is provided.
2. In work was set and solved the problem of optimization of the cumulative gas production for fields group.
3. Use of multicriteria optimization for the choice of the development

strategy for group of gas fields was considered.

4. Decisions on the accounting of uncertainty of initial data on the basis of use of fuzzy mathematics are provided.
5. The features of System of modeling and optimization of gas production are considered.

Keywords

group of gas fields, development strategy, simulation, discrete optimization, multicriteria optimization, computer-aided systems of planning

References

1. Khachaturov V.R. *Matematicheskie metody regional'nogo programirovaniya* [Mathematical methods of regional programming]. Moscow: Nauka, 1989, 304 p.
2. Margulov R.D., Khachaturov V.R., Fedoseev A.V. *Sistemnyy analiz v perspektivnom planirovanii dobychi gaza* [The system analysis in advance planning of gas production]. Moscow: Nedra, 1992, 287 p.
3. Skiba A.K., Solomatin A.N. *Modelirovanie i optimizatsiya strategiy razrabotki gruppy gazovykh mestorozhdeniy* [Modeling and optimization of development strategy of gas fields group]. Moscow: CC RAS, 2012, 40 p.
4. Solomatin A.N. *Nekotorye optimizatsionnye zadachi dlya gruppy gazovykh mestorozhdeniy* [Some optimizing tasks for group of gas fields]. Moscow: CC RAS, 2009, 44 p.
5. Khachaturov V.R., Solomatin A.N., Skiba A.K. *Planirovanie razrabotki gruppy gazovykh mestorozhdeniy s uchetom neopredelennosti iskhodnykh dannyykh* [Planning the development of gas field's group taking into account uncertainty of basic data]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 2, pp. 20–23.