

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Антон Юрьевич ЮШКОВ¹
Дмитрий Николаевич ГЛУМОВ²
Булат Ростямович МАГИЗОВ³
Антон Алексеевич ШАХОВ⁴

УДК 622.276.1/4

МЕТОД ИТЕРАЦИОННОГО ПОИСКА ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

¹ кандидат технических наук, доцент
кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений,
Тюменский индустриальный университет;
главный менеджер, Тюменский нефтяной научный центр
ayuushkov@tnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-6160-0689

² начальник управления геологии
и разработки новых и зарубежных активов,
Тюменский нефтяной научный центр
dnglumov@tnc.rosneft.ru

³ главный специалист управления геологии
и разработки месторождений востока ЯНАО,
Тюменский нефтяной научный центр
brmagizov@tnc.rosneft.ru

⁴ ведущий специалист управления геологии
и разработки новых и зарубежных активов,
Тюменский нефтяной научный центр
aashakhov@tnc.rosneft.ru

Цитирование: Юшков А. Ю. Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки месторождения / А. Ю. Юшков, Д. Н. Глузов, Б. Р. Магизов, А. А. Шахов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2021. Том 7. № 4 (28). С. 124-146.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

Аннотация

Трёхмерное гидродинамическое моделирование является стандартным инструментом для прогнозирования разработки месторождений углеводородов (УВ). Актуальность работы связана с необходимостью внедрения в инженерную практику быстрых и доступных оптимизационных алгоритмов, позволяющих сократить затраты машинного времени на обоснование лучших и эффективных решений по разработке. Авторами предложен новый экспресс-метод поиска оптимального варианта разработки залежей. Метод работает с дискретными наборами возможных вариаций искомых параметров разработки (например, число скважин, тип заканчивания, темп отбора запасов УВ и др.) и минимизирует количество запусков гидродинамического симулятора пласта на прогноз, необходимого для технико-экономической оценки различных комбинаций параметров и нахождения как локальной, так и глобальной оптимальной комбинации.

По сравнению с другими методами его преимуществом является простота и реализуемость в «ручном» режиме при небольшом числе варьируемых параметров, что может быть полезным для практических задач. Метод использует принцип итераций и апробирован на нескольких примерах, включающих результаты гидродинамического моделирования, проведено сравнение с известными алгоритмами оптимизации — в некоторых задачах метод позволяет найти оптимум быстрее. Например, в задаче поиска оптимального расположения горизонтальных стволов итерационный поиск оказался быстрее метода «рой частиц». С другой стороны, метод не позволяет надёжно определять оптимумы сложных целевых функций, имеющих несколько локальных оптимумов. Тестирование проведено на функциях Химмельблау и Розенброка: в первом случае найдены все пять локальных оптимумов, во втором случае — семь из двенадцати.

Ключевые слова

Месторождение, оптимизация, гидродинамическая модель, проектный технологический документ, оптимальный вариант разработки.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

Введение

Разработка месторождений углеводородного сырья является капиталоемким, долгосрочным и технически сложным процессом. Решения по разработке месторождений включают множество позиций, которые должны быть надёжно обоснованы в первую очередь с точки зрения их максимальной экономической

эффективности. В проектных технологических документах (ПТД) недропользователь должен представить на рассмотрение несколько вариантов разработки и доказать, что рекомендованный вариант имеет максимальную величину комплексного параметра эффективности, включающего как чистый дисконтированный доход недропользователя, так и дисконтированный доход государства [5]. В таблице 1 приводится возможный перечень параметров, варьированием которых могут быть сформированы различные варианты разработки в ПТД.

Таблица 1

Пример постановки задачи для обоснования оптимального варианта разработки газовой залежи в ПТД

Table 1

An example of a problem statement for substantiating the optimal option for the development of a gas reservoir in design technological documents

№	Основные параметры разработки	Известно	Необходимо обосновать
1	Объединение залежей в объекты разработки	Да	Нет
2	Очередность ввода объектов в разработку	Да	Нет
3	Плотность сетки скважин (количество скважин)	Нет	Да
4	Тип заканчивания скважин (длина горизонтального окончания, число ГРП и др.)	Да	Нет
5	Динамика ввода новых скважин	Нет	Да
6	Уровень добычи газа и конденсата (годовой отбор)	Нет	Да
7	Совокупный денежный доход по рекомендуемому варианту (недропользователь + государство)	Нет	Да (результат)
8	Рентабельные и технологические коэффициенты извлечения УВ по рекомендуемому варианту	Нет	Да (результат)

Финальному рассмотрению и согласованию рекомендуемого варианта разработки предшествует длительная подготовка основы для проектирования, включающая доизучение месторождения, анализ большого объема геолого-промысловой информации, создание или уточнение параметров геологической модели залежей. Геологическая модель, в свою очередь, является основой для создания и настройки трехмерной гидродинамической модели, которая используется для прогнозирования и экономической оценки различных вариантов дальнейшей разработки месторождения. Поиск и обоснование оптимального варианта разработки месторождения является финальным и ключевым этапом, определяющим все дальнейшие действия недропользователя — инвестиции в разработку и в инфраструктурные решения.

Перед формированием «чистой» редакции ПТД недропользователи при помощи корпоративных институтов и научных центров проводят подготовительную работу по многовариантному моделированию и поиску оптимального варианта разработки. Расширенный перечень параметров разработки крупных газовых и газоконденсатных месторождений представлен в таблице 2. Соответственно, реальное количество вариантов, рассматриваемых за рамками ПТД, существенно больше. И чем больше неизвестных параметров в этой таблице, тем длительнее и сложнее процесс поиска их оптимального сочетания.

Таблица 2

Пример расширенной постановки задачи для поиска оптимального варианта разработки газоконденсатного месторождения

Table 2

An example of an extended formulation of the problem for finding the optimal development option for a gas condensate field

№	Параметры	Известно	Необходимо обосновать
1	Скважины		
1.1	Плотность сетки скважин (количество скважин)	Нет	Да
1.2	Тип заканчивания скважин (длина горизонтального окончания, число ГРП и др.)	Нет	Да
1.3	Диаметр скважин и лифтовых труб (НКТ)	Нет	Да
1.4	Зона размещения скважин (минимальные $H_{эфф}$, kh и др.)	Нет	Да
1.5	Виды возможных ГТМ на скважинах (РИР, ЗБС, интенсификация притока)	Да	Нет
1.6	Предельно допустимая депрессия на пласт	Да	Нет
1.7	Максимально допустимый темп отбора для каждой скважины	Нет	Да
2	Обустройство		
2.1	Профиль добычи газа/конденсата (годовой отбор)	Нет	Да (результат)
2.2	Максимальная производительность УКПП по газу/конденсату/воде	Нет	Да
2.3	Максимальная мощность дожимной компрессорной станции (ДКС)	Да	Нет
2.4	Минимальное давление на входе в ДКС	Да	Нет
2.5	Давление в точке сбыта газа	Да	Нет
2.6	Тип/параметры системы сбора газа	Нет	Да
2.7	Диаметр трубопровода подключения	Да	Нет

Окончание таблицы 2

Table 2 (end)

3	Расписание		
3.1	Стратегия ввода скважин (единовременный ввод или пусковой комплекс с добуриванием)	Да	Нет
3.2	График ввода скважин	Нет	Да (результат)
3.3	График ввода производственных мощностей	Нет	Да
3.4	Сроки строительства объектов поверхностного обустройства	Да	Нет
3.5	Сроки проведения закупочных процедур	Да	Нет
3.6	Сроки проведения пусконаладочных работ	Да	Нет
3.7	Количество буровых станков	Да	Нет
3.8	Время бурения скважин	Да	Нет
3.9	Программа ГТМ (РИР, ЗБС, интенсификация притока)	Нет	Да (результат)
4	Критерии выбора варианта		
4.1	Исходные параметры для экономических расчетов	Да	Нет
4.2	Критерий выбора оптимального варианта ($T_{\text{опт}}$, NPV, КИГ или комплексный параметр)	Да	Нет
4.3	Приоритетные для первоочередного ввода объекты (независимо от результатов ранжирования)	Да	Нет

Метод итерационного поиска оптимального варианта разработки

В статье [7] выделяются следующие подходы к поиску оптимального варианта разработки залежей:

1. *Подход проектного документа*, при котором набор рассматриваемых вариантов ограничен, а немногочисленные варьируемые параметры вариантов принимаются экспертным путем или наследуются из предыдущих решений. Такой подход не позволяет найти оптимальный вариант разработки месторождения.
2. *Бессистемный перебор вариантов*, при котором варьируются отдельные параметры разработки (например, число скважин), однако другие параметры остаются без внимания.
3. *Системный перебор вариантов*, при котором варьируются все возможные параметры разработки, но количество оцениваемых вариантов очень велико (до нескольких тысяч), что требует существенных затрат машинного времени.

4. *Алгоритмы оптимизационного поиска* позволяют сократить количество расчетов системного перебора, направляя поиск в более узкую область оптимума.
5. *Расширенные авторские подходы* предусматривают как упрощения в поиске оптимального варианта, так и дополнительные опции, осложняющие поиск.

В последние годы практика поиска оптимальных вариантов разработки движется в сторону широкого применения третьего подхода (*системный перебор вариантов*), в том числе с учетом возросшей скорости вычислений [3]. Однако даже высокие скорости расчетов не позволяют достаточно быстро провести оценку нескольких тысяч вариантов. Например, для постановки задачи из таблицы 2, при условии, если каждый варьируемый параметр принимает три значения, итоговое количество вариантов (запусков модели на прогноз) для системного перебора составит $3^8 = 6\,561$. Это количество запусков не является окончательным, поскольку высока вероятность того, что в найденной оптимальной комбинации параметров будут присутствовать крайние значения каких-либо параметров, т. е. придется вводить их дополнительные значения и повторять цикл расчетов [1]. Можно сразу же принять широкий диапазон варьирования значений параметров и увеличить количество значений каждого, например, до пяти: $5^8 = 390\,625$ (!) вариантов. При этом не стоит забывать о том, что найденные оптимальные параметры примут значение одного из пяти заранее заданных возможных значений, но не промежуточные значения.

Вот почему подходы четвертого типа (*алгоритмы оптимизационного поиска*) и его модификации по-прежнему остаются актуальными. Алгоритмы оптимизации уже реализованы в различного рода программном обеспечении. Регрессионные и генетические алгоритмы являются универсальными и в целом применимыми для решения обозначенной выше задачи [9, 10]. Описанная далее методика итерационного поиска оптимального варианта по большей части относится к подходам пятого типа (*расширенные авторские подходы*), но на самом деле использует одну из разновидностей алгоритмов оптимизационного поиска.

Для примера предположим, что имеется некоторая газовая залежь, для которой заранее известен необходимый уровень отбора газа в период плато. Необходимо определить оптимальную комбинацию других трех параметров разработки залежи, если каждый параметр может в итоге принять любое из следующих значений:

- параметр № 1: число необходимых скважин (N) — либо 5, либо 10, либо 15 ед.;
- параметр № 2: длина горизонтального окончания скважин (C) — либо 300, либо 500, либо 700 м;
- параметр № 3: диаметр лифтовых (насосно-компрессорных) труб (D) — либо 73, либо 89, либо 102 мм.

Пусть оптимальность варианта (комбинация параметров) выражается величиной его экономической эффективности. Прогнозные расчеты (запуски модели) начнем с комбинации $N_0C_0D_0 := N_1C_1D_1$ (5 скв. / 300 м / 73 мм, рис. 1). Далее, при неизменной длине горизонтального окончания ($C_1 = 300$ м) и диаметре НКТ ($D_1 = 73$ мм) оцениваем варианты с другим количеством скважин (10 и 15 ед. — $N_2C_0D_0$ и $N_3C_0D_0$). Из рис. 1 видно, что среди трех рассмотренных комбинаций оптимальным вариантом является комбинация, включающая $N_2 = 10$ скв., поэтому на следующих шагах это число скважин фиксируется, далее изменяются сначала диаметр НКТ, а затем длина горизонтального вскрытия.

На каждом шаге выполняется оценка серии вариантов, в которых изменяется один параметр при фиксированных значениях двух других параметров. Если найденный оптимум шага включает одно из крайних значений какого-либо параметра, то необходимо расширение коридора возможных значений этого параметра (комбинация $N_2C_0D_4$ на рис. 1 выделена пунктиром).

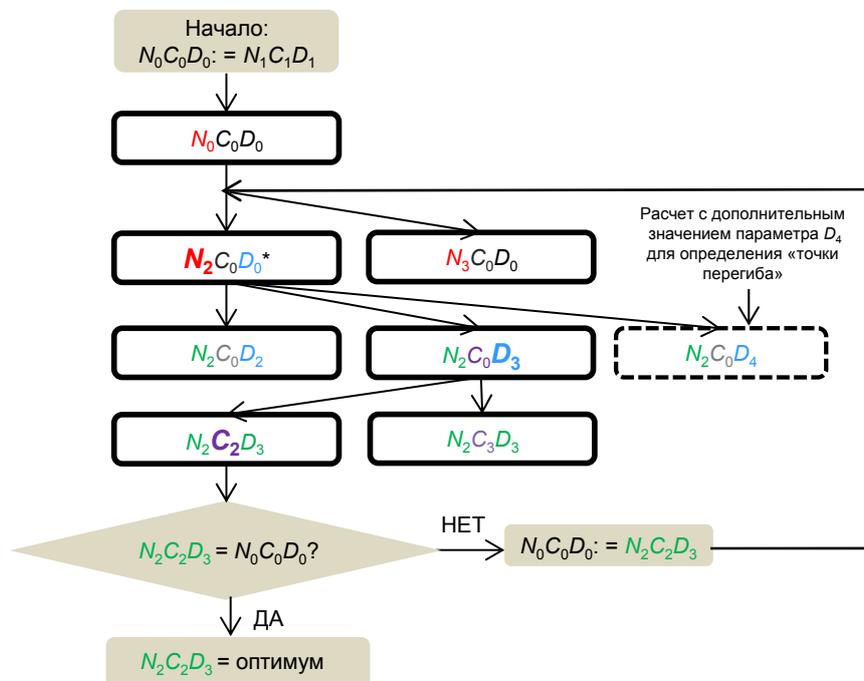


Рис. 1. Алгоритм итерационного поиска оптимального варианта

Пример варьируемых параметров: N — количество скважин, C — тип заканчивания скважин, D — диаметр НКТ.

*Здесь и далее комбинации NCD зависят от $N_0C_0D_0$ и от оптимальных N , C и D на каждом шаге.

Fig. 1. Algorithm for iterative search for the optimal option

An example of variable parameters: N — number of wells, C — well completion type, D — tubing diameter.

*Hereinafter, NCD combinations depend on $N_0C_0D_0$ and on the optimal N , C and D at each step.

После завершения последнего шага полученная комбинация $(N_2C_2D_3)$ сравнивается с входной комбинацией $(N_0C_0D_0)$. Если комбинации не совпали, то выполняется переопределение входной комбинации $(N_0C_0D_0; = N_2C_2D_3)$ и происходит возврат на первый шаг. Итерационный цикл продолжается до тех пор, пока входная и результирующая комбинации не совпадут. Это означает, что оптимальная комбинация найдена. На рис. 2 дополнительно продемонстрирована полная «прокрутка» алгоритма.

Как видно из рис. 2, для нахождения оптимума потребовалось 14 запусков модели на прогноз. При этом общее число всех возможных комбинаций для их системного перебора составило бы: $3 \cdot 3 \cdot 3 = 27$. Необходимое количество запусков симулятора можно приблизительно оценить по формуле (1):

$$R = 1 + K \times \sum_{i=1}^n (N_i - 1), \quad (1)$$

где n — число рассматриваемых параметров; N_i — число вариаций i -го параметра; K — предполагаемое число итераций; R — итоговое число расчетов.

По опыту практического использования метода установлено, что число необходимых итераций для поиска оптимума относительно невелико (2-3 итерации). Для примера, рассматриваемого на рис. 1 и 2, оценка числа необходимых расчетов по формуле (1) дает следующий результат: $1 + 3 \cdot (2 + 2 + 2) = 19$.

Апробация метода. Пример № 1

Следующий пример демонстрирует результат определения оптимального варианта разработки реальной газовой залежи. Необходимо было определить оптимальную комбинацию шести параметров разработки, каждый из которых может принимать от трех до четырех возможных значений (таблица 3).

Системный перебор и экономическая оценка всех комбинаций (1 728 запусков модели) были проведены в автоматическом режиме с применением дополнительного скрипта в специализированном ПО для гидродинамического моделирования разработки УВ-залежей. Результаты экономической оценки всех вариантов показаны на рис. 3. В качестве критерия оптимальности варианта принята максимизация чистого дисконтированного дохода (или NPV — Net Present Value) [2]. Три самые эффективные комбинации параметров показаны в таблице 4.

Далее проведен итерационный поиск оптимального варианта по изложенной выше методике. Поиск начинался с восьми различных стартовых комбинаций параметров (рис. 4). В таблице 5 показаны результаты нахождения оптимального варианта.

Как видно из таблицы 5, в 25% случаев был найден глобальный оптимум (комбинация, имеющая NPV = 30 552 у. е.), в остальных случаях был найден локальный оптимум (комбинация, имеющая NPV = 30 340 у. е.). Необходимо отметить, что вариант, имеющий NPV = 30 401 у. е., так и не был найден.

Всего для нахождения двух оптимумов потребовалось от 2 до 3 итераций и от 31 до 76 запусков модели. Таким образом, итерационный поиск позволяет существенно ускорить нахождение оптимального варианта разработки по сравнению с системным перебором.

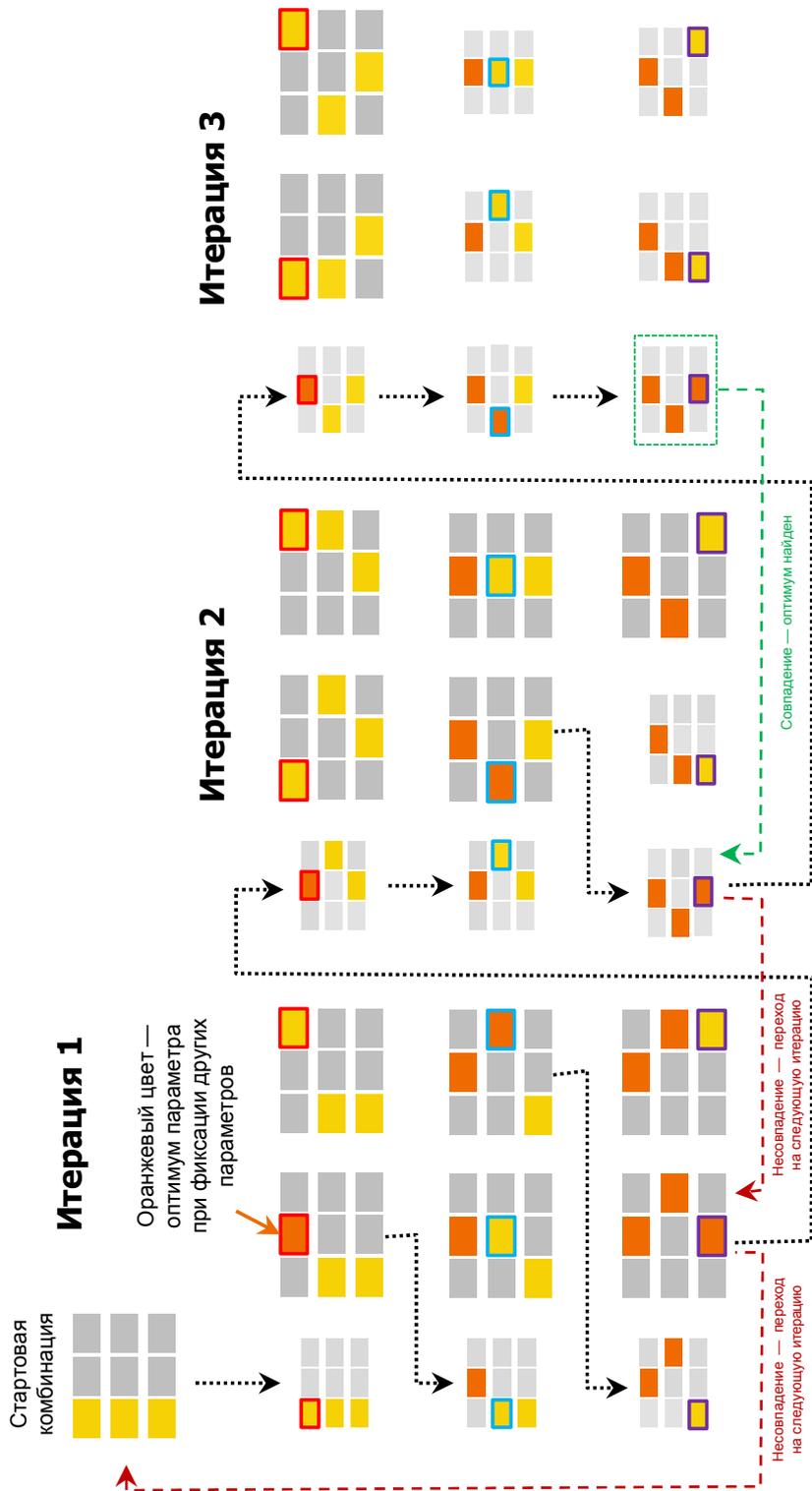


Fig. 2. "Scrolling" the algorithm (example)

Рис. 2. «Прокрутка» алгоритма (пример)

Таблица 3
 Варьируемые параметры разработки газовой залежи
 Table 3
 Variable parameters of gas reservoir development

Параметры разработки	Вариации параметров			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

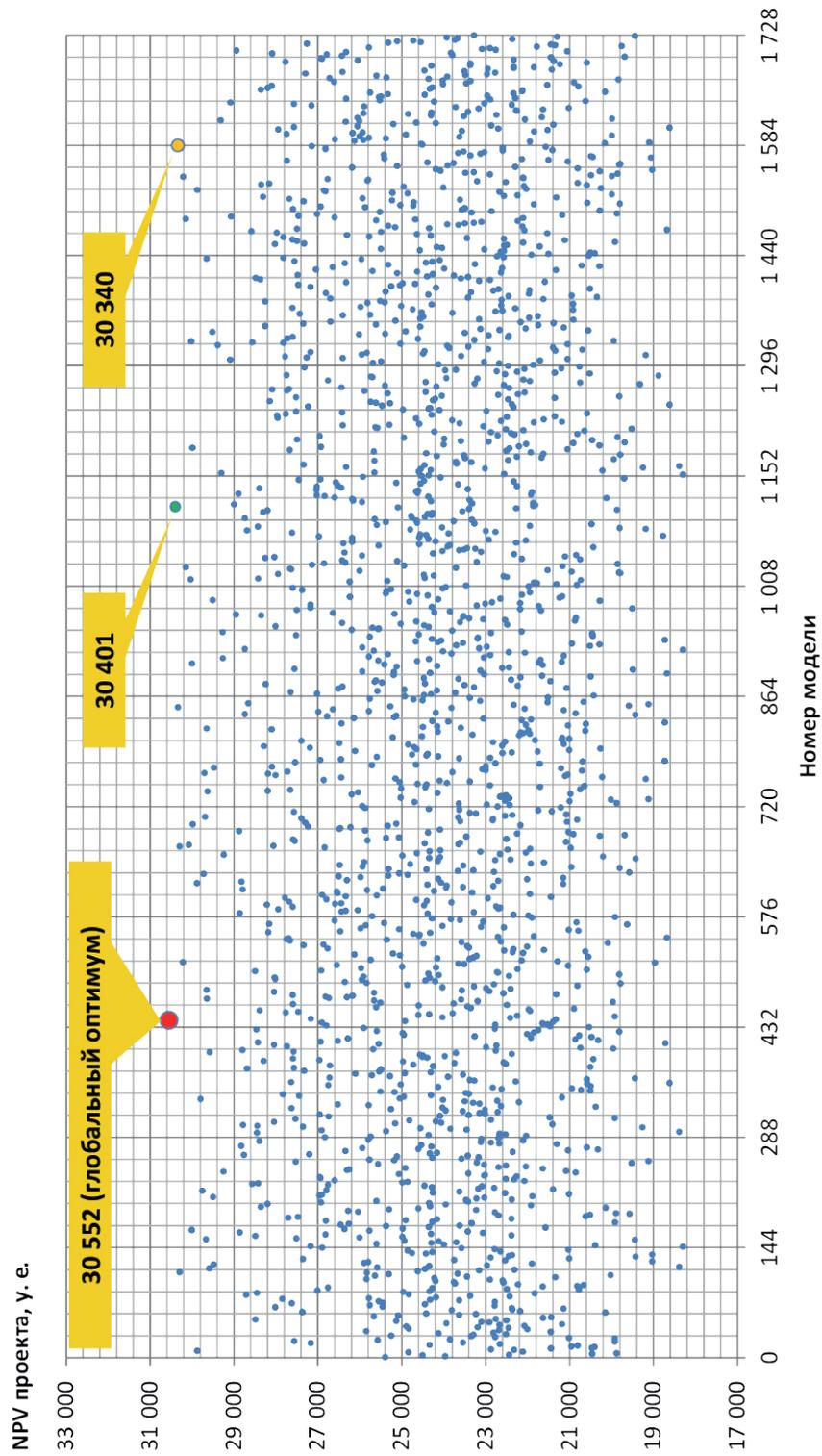


Fig. 3. Results of systematic enumeration of all combinations of parameters

Рис. 3. Результаты системного перебора всех комбинаций параметров

Таблица 4
Три лучших варианта разработки

Параметры разработки	NPV = 30 552 у. е.			
	Вариации параметров			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

Table 4 (continue)

Параметры разработки	NPV = 30 401 у. е.			
	Вариации параметров			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

Table 4 (end)

NPV = 30 340 у. е.

Параметры разработки	Вариации параметров			
	1	2	3	4
Зона размещения скважин	Эффективная газонасыщенная толщина >25 м (компактизация обустройства)	Эффективная газонасыщенная толщина >16 м	Размещение скважин над литологическими барьерами	—
Стратегия ввода скважин	Единовременный ввод 51 скв.	Единовременный ввод 42 скв. + добуривание от 0 до 9 скв.	Единовременный ввод 35 скв. + добуривание от 7 до 16 скв.	Единовременный ввод 27 скв. + добуривание от 15 до 24 скв.
Годовой темп отбора газа, % от запасов	3,5	4	4,5	—
Количество скважин	42	45	48	51
Длина горизонтального окончания скважин, м	200	300	400	500
Диаметр НКТ, мм	89	114	127	—

Окончание таблицы 4

Апробация метода. Пример № 2

Следующий пример (рис. 5) демонстрирует эффективность итерационного поиска в сравнении с известным методом оптимизации — «роем частиц» [4, 8]. С использованием секторной гидродинамической модели решалась задача поиска оптимального расположения горизонтальных окончаний нефтедобывающих скважин. В качестве критерия оптимальности принята максимизация накопленной добычи нефти за расчетный период. Рассматривались два варианта распределения фильтрационных свойств пласта — постоянное значение проницаемости и неравномерное распределение проницаемости.

Оба метода оптимизации показали одинаковый результат в обоих случаях, при этом итерационный поиск потребовал меньше затрат машинного времени (таблица 6). На рис. 6 показан процесс поиска оптимального варианта расположения скважин в динамике.

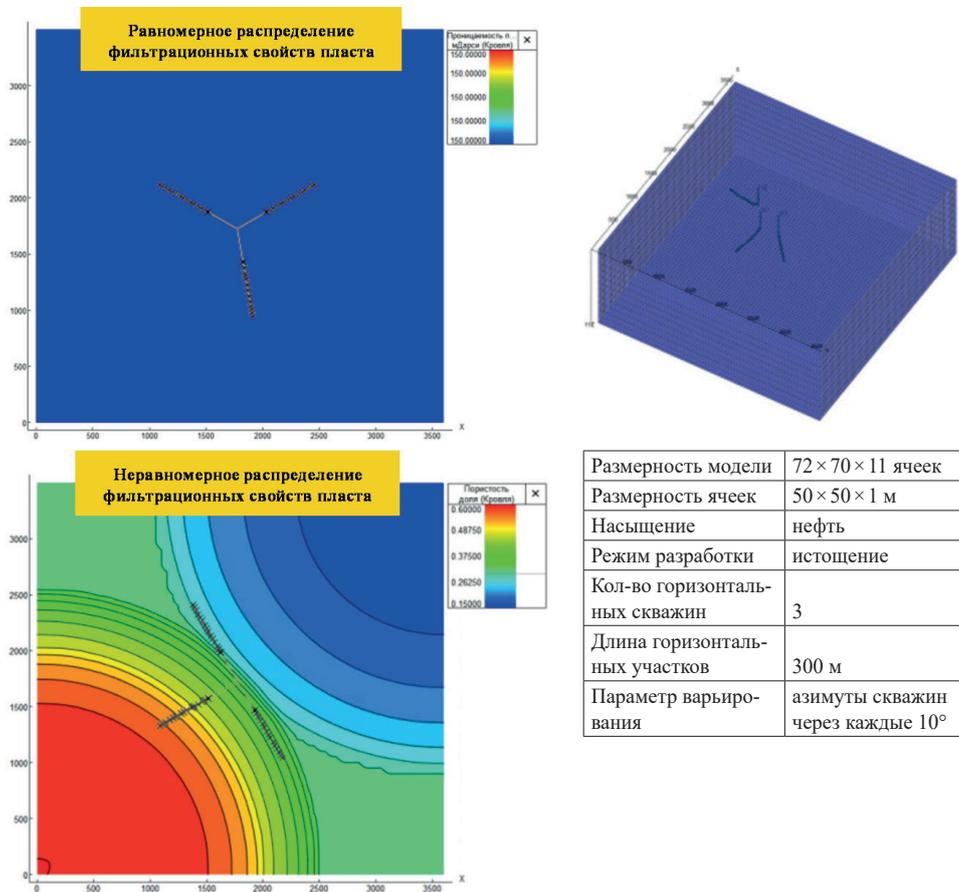


Рис. 5. Результат нахождения оптимального варианта размещения горизонтальных стволов

Fig. 5. The result of finding the optimal placement of horizontal wells

Таблица 6

Количество запусков модели
для нахождения оптимума

Распределение фильтрационных свойств пласта	Алгоритм	№ расчета, в котором будущий оптимум появился впервые	Окончательное число расчетов (подтверждение оптимума)
Равномерное	Итерационный поиск	172	316
	Рой частиц	154	700
Неравномерное	Итерационный поиск	178	316
	Рой частиц	133	510

Примечание: Число расчетов при системном переборе: $36 \cdot 36 \cdot 36 = 46\,656$; при итерационном поиске: $1 + 3 \cdot (35 + 35 + 35) = 316$ (три итерации).

Table 6

The number of model runs to find
the optimum

Note: The number of calculations for system enumeration: $36 \cdot 36 \cdot 36 = 46,656$; in iterative search: $1 + 3 \cdot (35 + 35 + 35) = 316$ (three iterations).

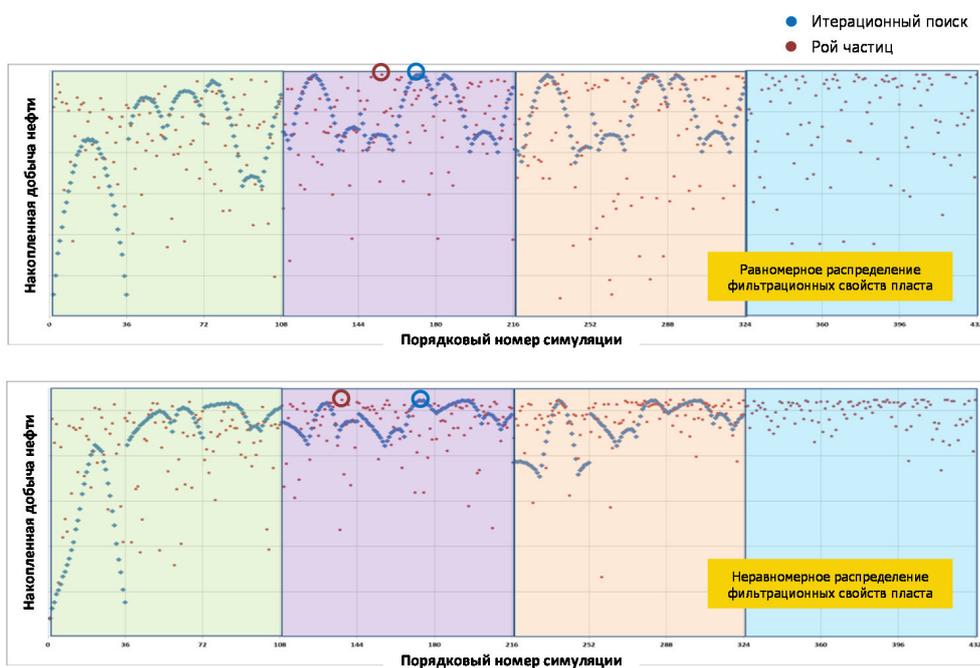


Рис. 6. Процесс поиска оптимального варианта в динамике

Fig. 6. The process of finding the best option in dynamics

Апробация метода. Пример № 3

Дополнительная проверка работоспособности алгоритма выполнена на примерах, не связанных с разработкой месторождений. В частности, использовались специальные функции, предназначенные для тестирования оптимизационных алгоритмов [6]:

$$\text{Функция Химмельблау: } f(x, y) = (x^2 + y - 11)^2 + (x + y^2 - 7)^2; \quad (2)$$

$$\text{Функция Розенброка: } f(x, y) = (1 - x)^2 + 100(y + x^2)^2. \quad (3)$$

На рис. 7 и 8 дискретно отображены значения тестовых функций в зависимости от x и y . Представленная на рис. 7 дискретизация функции Химмельблау содержит пять локальных минимумов. Значение минимума, определяемого методом итерационного поиска, зависит от выбранного первого приближения (величины x). Цветом показаны диапазоны значений x , выбор которых в качестве первого приближения приводит к нахождению того или иного минимума. В качестве примера стрелками показано нахождение одного из локальных минимумов.

		Y																				
		-5	-4,5	-4	-3,5	-3	-2,5	-2	-1,5	-1	-0,5	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5
X	-5	250,0	200,3	196,0	224,3	274,0	335,3	400,0	461,3	514,0	554,3	580,0	590,3	586,0	569,3	544,0	515,3	490,0	476,3	484,0	524,3	610,0
	-4,5	158,3	99,1	85,8	105,6	147,3	201,1	258,8	313,6	360,3	395,1	415,8	421,6	413,3	393,1	364,8	333,6	306,3	291,1	297,8	337,6	423,3
	-4	116,0	47,8	26,0	37,8	72,0	118,8	170,0	218,8	260,0	289,8	306,0	307,8	296,0	272,8	242,0	208,8	180,0	163,8	170,0	209,8	296,0
	-3,5	110,3	33,6	3,8	8,1	35,3	75,6	120,8	164,1	200,3	225,6	237,8	236,1	221,3	195,6	162,8	128,1	98,3	81,6	87,8	128,1	215,3
	-3	130,0	45,3	8,0	5,3	26,0	60,3	100,0	138,3	170,0	191,3	200,0	195,3	178,0	150,3	116,0	80,3	50,0	33,3	40,0	81,3	170,0
	-2,5	165,3	73,1	28,8	19,6	34,3	63,1	97,8	131,6	159,3	177,1	182,8	175,6	156,3	127,1	91,8	55,6	25,3	9,1	16,8	59,6	150,3
	-2	208,0	108,8	58,0	42,8	52,0	75,8	106,0	135,8	160,0	174,8	178,0	168,8	148,0	117,8	82,0	45,8	16,0	0,8	10,0	54,8	148,0
	-1,5	251,3	145,6	88,8	68,1	72,3	91,6	117,8	144,1	165,3	177,6	178,8	168,1	146,3	115,6	79,8	44,1	15,3	1,6	12,8	60,1	156,3
	-1	290,0	178,3	116,0	90,3	90,0	105,3	128,0	151,3	170,0	180,3	180,0	168,3	146,0	115,3	80,0	45,3	18,0	6,3	20,0	70,3	170,0
	-0,5	320,3	203,1	135,8	105,6	101,3	113,1	132,8	153,6	170,3	179,1	177,8	165,6	143,3	113,1	78,8	45,6	20,3	11,1	27,8	81,6	185,3
	0	340,0	217,8	146,0	111,8	104,0	112,8	130,0	148,8	164,0	171,8	170,0	157,8	136,0	106,8	74,0	42,8	20,0	13,8	34,0	91,8	200,0
	0,5	348,3	221,6	145,8	108,1	97,3	103,6	118,8	136,1	150,3	157,6	155,8	144,1	123,3	95,6	64,8	36,1	16,3	13,6	37,8	100,1	213,3
	1	346,0	215,3	136,0	95,3	82,0	86,3	100,0	116,3	130,0	137,3	136,0	125,3	106,0	80,3	52,0	26,3	10,0	11,3	40,0	107,3	226,0
	1,5	335,3	201,1	118,8	75,6	60,3	63,1	75,8	91,6	105,3	113,1	112,8	103,6	86,3	63,1	37,8	15,6	3,3	9,1	42,8	115,6	240,3
	2	320,0	182,8	98,0	52,8	36,0	37,8	50,0	65,8	80,0	88,8	90,0	82,8	68,0	47,8	26,0	7,8	0,0	10,8	50,0	128,8	260,0
	2,5	305,3	165,6	78,8	32,1	14,3	15,6	27,8	44,1	59,3	69,6	72,8	68,1	56,3	39,6	21,8	8,1	5,3	21,6	66,8	152,1	290,3
	3	298,0	156,3	68,0	20,3	2,0	3,3	16,0	33,3	50,0	62,3	68,0	66,3	58,0	45,3	32,0	23,3	26,0	48,3	100,0	192,3	338,0
	3,5	306,3	163,1	73,8	25,6	7,3	9,1	22,8	41,6	60,3	75,1	83,8	85,6	81,3	73,1	64,8	61,6	70,3	99,1	157,8	257,6	411,3
	4	340,0	195,8	106,0	57,8	40,0	42,8	58,0	78,8	100,0	117,8	130,0	135,8	136,0	132,8	130,0	132,8	148,0	183,8	250,0	357,8	520,0
	4,5	410,3	265,6	175,8	128,1	111,3	115,6	132,8	156,1	180,3	201,6	217,8	228,1	233,3	235,6	238,8	248,1	270,3	313,6	387,8	504,1	675,3
	5	530,0	385,3	296,0	249,3	234,0	240,3	260,0	286,3	314,0	339,3	360,0	375,3	386,0	394,3	404,0	420,3	450,0	501,3	584,0	709,3	890,0

Рис. 7. Дискретное представление тестовой функции Химмельблау

Fig. 7. Discrete representation of the Himmelblau test function

Аналогичным образом метод работает с тестовой функцией Розенброка, имеющей 12 локальных минимумов (рис. 8). Необходимо отметить, что итерационный поиск обнаружил только 7 локальных минимумов. Обнаружение остальных минимумов возможно при изменении основного алгоритма путем добавления альтернативных веток поиска при обнаружении локальной точки перегиба.

		Y															
		-1,5	-1,25	-1	-0,75	-0,5	-0,25	0	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	
X	-1	1062,50	661,70	404,00	247,20	158,50	114,45	101,00	113,45	156,50	244,20	400,00	656,70	1056,50	1650,95	2501,00	
	-0,75	906,25	539,83	310,25	175,33	102,25	67,58	57,25	66,58	100,25	172,33	306,25	534,83	900,25	1454,08	2257,25	
	-0,5	762,50	430,45	229,00	115,95	58,50	33,20	26,00	32,20	56,50	112,95	225,00	425,45	756,50	1269,70	2026,00	
	-0,25	631,25	333,58	160,25	69,08	27,25	11,33	7,25	10,33	25,25	66,08	156,25	328,58	625,25	1097,83	1807,25	
	0	512,50	249,20	104,00	34,70	8,50	1,95	1,00	0,95	6,50	31,70	100,00	244,20	506,50	938,45	1601,00	
	0,25	406,25	177,33	60,25	12,83	2,25	5,08	7,25	4,08	0,25	9,83	56,25	172,33	400,25	791,58	1407,25	
	0,5	312,50	117,95	29,00	3,45	8,50	20,70	26,00	19,70	6,50	0,45	25,00	112,95	306,50	657,20	1226,00	
	0,75	231,25	71,08	10,25	6,58	27,25	48,83	57,25	47,83	25,25	3,58	6,25	66,08	225,25	535,33	1057,25	
	1	162,50	36,70	4,00	22,20	58,50	89,45	101,00	88,45	56,50	19,20	0,00	31,70	156,50	425,95	901,00	
	1,25	106,25	14,83	10,25	50,33	102,25	142,58	157,25	141,58	100,25	47,33	6,25	9,83	100,25	329,08	757,25	
	1,5	62,50	5,45	29,00	90,95	158,50	208,20	226,00	207,20	156,50	87,95	25,00	0,45	56,50	244,70	626,00	
	1,75	31,25	8,58	60,25	144,08	227,25	286,33	307,25	285,33	225,25	141,08	56,25	3,58	25,25	172,83	507,25	
	2	12,50	24,20	104,00	209,70	308,50	376,95	401,00	375,95	306,50	206,70	100,00	19,20	6,50	113,45	401,00	
	2,25	6,25	52,33	160,25	287,83	402,25	480,08	507,25	479,08	400,25	284,83	156,25	47,33	0,25	66,58	307,25	
	2,5	12,50	92,95	229,00	378,45	508,50	595,70	626,00	594,70	506,50	375,45	225,00	87,95	6,50	32,20	226,00	
	2,75	31,25	146,08	310,25	481,58	627,25	723,83	757,25	722,83	625,25	478,58	306,25	141,08	25,25	10,33	157,25	
3	62,50	211,70	404,00	597,20	758,50	864,45	901,00	863,45	756,50	594,20	400,00	206,70	56,50	0,95	101,00		

Рис. 8. Дискретное представление тестовой функции Розенброка

Fig. 8. Discrete representation of the Rosenbrock test function

Заключение

В статье рассмотрен экспресс-метод для поиска оптимального варианта разработки месторождений углеводородов, который работает с дискретными наборами возможных вариаций искомых параметров разработки (например, число скважин, тип заканчивания скважин, темп отбора запасов УВ и др.). Метод апробирован на нескольких примерах, в том числе на специальных математических функциях, предназначенных для тестирования оптимизационных алгоритмов.

Преимуществом метода итерационного поиска является его простота и реализуемость в «ручном» режиме при небольшом числе варьируемых параметров, что может быть полезным для практических задач разработки месторождений УВ. С другой стороны, метод не позволяет надежно определять глобальный оптимум сложных целевых функций, имеющих несколько локальных оптимумов.

Для решения задач оптимизации разработки месторождений с большим числом варьируемых параметров рекомендуется производить несколько циклов итерационного поиска, стартующих с различных входных комбинаций параметров. Если результирующие оптимальные комбинации будут различаться, то это будет означать, что целевая многомерная функция имеет сложную форму, а итерационный поиск не гарантирует нахождение оптимума.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика / В. Е. Гмурман. М.: Высшая школа, 2003. 479 с.
2. Жуланов Е. Е. Экономика нефтяной и газовой промышленности / Е. Е. Жуланов. Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. 154 с.

3. Климов В. Ю. Выбор устойчивой системы разработки — путь повышения ценности актива / В. Ю. Климов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2017. № 1 (3). С. 60-66.
4. Матренин П. В. Методы стохастической оптимизации: учеб. пособие / П. В. Матренин, М. Г. Гриф, В. Г. Секаев. Новосибирск: Новосиб. гос. техн. ун-т, 2016. 67 с.
5. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья: утв. Приказом Минприроды России от 20 сентября 2019 г. № 639. М.: Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2019.
6. Сергиенко А. Б. Тестовые функции для глобальной оптимизации / А. Б. Сергиенко. Красноярск: Изд-во Сиб. гос. аэрокосмич. ун-та им. М. Ф. Решетнева, 2015.
7. Юшков А. Ю. Выбор оптимального варианта разработки газовых и газоконденсатных объектов на основе теории укрупненной скважины / А. Ю. Юшков, А. С. Романов, В. С. Филатов // Сборник научных трудов ООО «Тюменский нефтяной научный центр». № 2. Тюмень: Тюменский дом печати, 2016. С. 140-149.
8. Kennedy J. Particle swarm optimization / J. Kennedy, R. Eberhart // Proceedings of ICNN'95 — International Conference on Neural Networks. 1995. Vol. 4. Pp. 1942-1948. DOI: 10.1109/ICNN.1995.488968
9. Melanie M. An Introduction to Genetic Algorithms / M. Melanie. Cambridge; London: The MIT Press, 1998. Pp. 35-81.
10. Späth H. Mathematical Algorithms for Linear Regression / H. Späth. Elsevier Science, 2014.

Anton Yu. YUSHKOV¹

Dmitry N. GLUMOV²

Bulat R. MAGIZOV³

Anton A. SHAKHOV⁴

UDC 622.276.1/4

THE METHOD OF ITERATIVE SEARCH FOR THE OPTIMAL FIELD DEVELOPMENT OPTION

¹ Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Tyumen Industrial University;
General Manager, Tyumen Petroleum Research Center
ayyushkov@tnnc.rosneft.ru; ORCID: 0000-0002-6160-0689

² Head of the Department of Geology
and Development of New and Foreign Assets,
Tyumen Petroleum Research Center
dnlumov@tnnc.rosneft.ru

³ Chief Specialist, Department of Geology and Field Development
in the East of the Yamalo-Nenets Autonomous District,
Tyumen Petroleum Research Center
brmagizov@tnnc.rosneft.ru

⁴ Leading Specialist, Department of Geology
and Development of New and Foreign Assets,
Tyumen Petroleum Research Center
aashakhov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

3D hydrodynamic modeling is the standard tool for predicting the development of hydrocarbon (HC) fields. The relevance of the work is associated with the need to introduce fast and affordable optimization algorithms into engineering practice, which will reduce the cost

Citation: Yushkov A. Yu., Glumov D. N., Magizov B. R., Shakhov A. A. 2021. "The method of iterative search for the optimal field development option". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 7, no. 4 (28), pp. 124-146.
DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

of computer time to justify the best and most effective development solutions. The authors have proposed a new express method for finding the optimal option for the development of deposits. The method works with discrete sets of possible variations of the required development parameters (for example, the number of wells, the type of completion, the rate of hydrocarbon reserves withdrawal etc.) and minimizes the number of launches of the reservoir simulation simulator per forecast required for the feasibility of various combinations study of parameters and finding both local and global optimal combinations.

Compared with other methods, its advantage is simplicity and realizability in the “manual” mode with a small number of variable parameters, which can be useful for practical problems. The method uses the principle of iterations and is tested on several examples, including the results of hydrodynamic modeling, a comparison is made with known optimization algorithms — in some problems the method allows finding the optimum faster. For example, in the problem of finding the optimal location of horizontal wells, the iterative search turned out to be faster than the “swarm of particles” method. On the other hand, the method does not allow one to reliably determine the optima of complex objective functions that have several local optima. Testing was carried out on the Himmelblau and Rosenbrock functions: in the first case, all five local optima were found, in the second case, seven out of twelve.

Keywords

Field, optimization, hydrodynamic model, design technological document, optimal development option.

DOI: 10.21684/2411-7978-2021-7-4-124-146

REFERENCES

1. Gmurman V. E. 2003. Theory of Probability and Mathematical Statistics. Moscow: Higher school. 479 p. [In Russian]
2. Zhulanov E. E. 2009. Economics of the Oil and Gas Industry. Perm: Perm State Technical University Publishing House. 154 p. [In Russian]
3. Klimov Yu.V. 2017. “Selecting a stable development system as a way to increase the asset profitability”. PRONEFT. Professionally about oil, no.1 (3), pp. 60-66. [In Russian]
4. Matrenin P. V., Grif M. G., Sekaev V. G. 2016. Stochastic optimization methods (educational book). Novosibirsk: NGTU. 67 p. [In Russian]
5. Rules for the preparation of technical projects for the development of hydrocarbon deposits: approved by Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 20 September 2019 No. 639. Moscow: Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation. [In Russian]
6. Sergienko A. B. 2015. Test functions for global optimization. Krasnoyarsk: Publishing House of Siberian State Aerospace University named after M. F. Reshetnev. [In Russian]

7. Yushkov A. Yu., Romanov A. S., Filatov V. S. 2016. "Selection of the optimal option for the development of gas and gas condensate objects based on the theory of an enlarged well". Collection of scientific papers of LLC "Tyumen Oil Research Center", no. 2, pp. 140-149. [In Russian]
8. Kennedy J., Eberhart R. 1995. "Particle swarm optimization". Proceedings of ICNN'95 — International Conference on Neural Networks, vol. 4, pp. 1942-1948. DOI: 10.1109/ICNN.1995.488968
9. Melanie M. 1998. An introduction to Genetic Algorithms. Cambridge; London: The MIT Press. Pp. 35-81.
10. Späth H. 2014. Mathematical Algorithms for Linear Regression. Elsevier Science.