

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

Геостатистически согласованная адаптация гидродинамической модели с применением коммерческого симулятора

Е.О. Елистратова¹ ✉, И.М. Индрупский²

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Рассматривается возможность и особенности реализации геостатистически согласованной адаптации гидродинамических моделей углеводородного пласта к истории разработки месторождений с применением пакета геолого-гидродинамического моделирования. Данный подход обеспечивает сохранение принципов построения геологической модели в процессе решения обратной задачи. В целях сравнения использована ранее известная тестовая модель с реализацией аналогичного подхода на основе авторских алгоритмов. *Цель работы.* Анализ особенностей и ограничений реализации геостатистически согласованной автоматизированной адаптации 3D-модели с применением коммерческого симулятора. *Материалы и методы.* Синтетическая 3D-модель неоднородного пласта, гидродинамический симулятор со встроенными средствами автоматизации и автоадаптации tNavigator, методы геостатистики. *Результаты.* На примере синтетической модели элемента пятиточечной системы заводнения реализована процедура автоматизированной геостатистически согласованной адаптации гидродинамической модели в пакете tNavigator. Проанализированы погрешности восстановления параметров синтетической модели в зависимости от достижимого минимального значения целевой функции (погрешностей измерений) и выбора начального приближения. *Выводы.* Процедура геостатистически согласованной адаптации 3D-модели может быть реализована с применением средств автоматизации современных гидродинамических симуляторов. Для применения на реальных объектах встроенные алгоритмы автоадаптации не обеспечивают достаточной эффективности без перехода к прокси-моделям.

Ключевые слова: автоматизированная адаптация истории разработки, обратная задача, геостатистически согласованная адаптация, геостатистика, вариограмма, гидродинамический симулятор

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

✉ Елистратова Екатерина Олеговна, katirena_2000@mail.ru

© Елистратова Е.О., Индрупский И.М., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Елистратова Е.О., Индрупский И.М. Геостатистически согласованная адаптация гидродинамической модели с применением коммерческого симулятора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 3–23. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

Введение

В работе рассматриваются вопросы 3D геолого-гидродинамического моделирования разработки месторождений углеводородов.

Решение прямой задачи с применением 3D-модели позволяет определить динамики добычи нефти, газа, воды из залежи, давлений в пласте и на скважинах при заданных параметрах пласта и режимах эксплуатации скважин. При недостаточной степени адекватности построенной 3D-модели фактическим данным за предшествующий период разработки возникает потребность в ее адаптации, то есть в решении обратной задачи. В ходе решения обратной задачи на основе результатов вычислительных экспериментов и данных о реальном поведении объекта определяются недостающие или неточно известные параметры или функциональные соотношения. Этот процесс называется идентификацией модели.

Если модель при ретроспективном расчете воспроизводит реальную историю эксплуатации скважин, то ее используют для прогнозирования и опробования мер, направленных на повышение эффективности разработки месторождения. Однако при адаптации модели важно также не нарушать заложенные в нее геологические представления о строении залежи и распределении свойств пласта, реализуемые на этапе геологического моделирования с применением методов геостатистики.

К настоящему времени разработано значительное число различных методов решения обратных задач, отличающихся

выбором критерия и идентифицируемых параметров [1–3], применяемой регуляризацией [2–4], способом учета неопределенности данных [2, 3], используемыми алгоритмами оптимизации [3, 5, 6], особенностями практической реализации и эффективностью [3, 7, 8]. Подробному рассмотрению проблемы посвящен ряд фундаментальных обзорных работ, включая [1, 6, 8].

В данной статье рассматривается одно из направлений – геологически (геостатистически) согласованный подход к автоматизированному решению задач идентификации. Геостатистически согласованная постановка задачи адаптации гидродинамической модели была предложена в работах О.В. Любимовой, Э.С. Закирова и др. [9]. В отличие от традиционных подходов, при такой адаптации корректируются не индивидуальные значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по ячейкам сетки или зонам залежи, а исходные параметры геостатистической модели пласта. Это могут быть как параметры анизотропных геостатистических полей, так и коэффициенты используемых петрофизических зависимостей с учетом фациальной модели.

Основным преимуществом геостатистически согласованного подхода является возможность сохранения достоверных «статистических» данных о распределении ФЕС пласта вдоль стволов скважин, а также соблюдение принципов построения исходной 3D геологической модели для распространения ФЕС на межскважинное пространство.

Кроме того, геостатистически согласованный метод в определенном смысле регуляризует обратную задачу, снижая размерность пространства параметров, контролирующих распределение ФЕС в модели. Тем самым улучшаются свойства обратной задачи адаптации при ее решении в общей постановке, включающей помимо ФЕС и другие идентифицируемые величины: параметры кривых относительных фазовых проницаемостей и зависимостей для свойств флюидов, скин-факторы скважин, условия инициализации модели (начальные условия) и др.

В работе [9] для эффективной реализации геостатистически согласованного подхода к решению задач адаптации гидродинамической модели использованы методы гладкой оптимизации в комбинации с методами теории оптимального управления (сопряженный метод) в рамках развития авторского некоммерческого пакета гидродинамического моделирования (симулятора) ИПНГ РАН SimMatch. Обратной стороной такой реализации является сложность оперативного внедрения в практику из-за невозможности использования широко распространенных коммерческих симуляторов.

Целью работы является исследование возможности и особенностей реализации геостатистически согласованной автоматизированной адаптации 3D-модели с применением коммерческого симулятора на примере использования пакета геолого-гидродинамического моделирования tNavigator¹.

¹ тНавигатор 22.2. Симулятор. Техническое руководство. Рок Флоу Динамикс, 2022. 3621 с.

Материалы и методы

Синтетическая 3D-модель неоднородного пласта, гидродинамический симулятор со встроенными средствами автоматизации и автоадаптации tNavigator, методы геостатистики.

Результаты и обсуждение

Формулировка задачи идентификации

Для построения гидродинамической модели залежи углеводородов используются геологические (статические) данные и данные, накопленные в процессе эксплуатации скважин (динамические). Статические данные, полученные по керну и из геофизических исследований, определяют фильтрационно-емкостные свойства пласта (пористость, проницаемость) вдоль стволов скважин и используются в расчетах модели. Для учета динамических данных модель подвергают процедуре адаптации, т. е. решения обратной задачи.

Решение обратной задачи осуществляется на основе минимизации критерия качества (функционала), отвечающего за соответствие модели реальным данным, полученным с месторождения. Функционал качества выражен в виде критерия взвешенных наименьших квадратов [10]:

$$J(\vec{u}) = \sum_{i=1}^n w_i \sum_{j=1}^k (y(\vec{u})_i^j - Y_i^j)^2. \quad (1)$$

Здесь Y_i^j – замеренные показатели работы скважин (дебиты нефти и/или жидкости, обводненность, забойные давления и т.д.), $y(\vec{u})_i^j$ – те же показатели, рассчитанные на модели, w_i – веса, регулирующие вклад отдельных показателей работы скважин в функционал.

Вектор $\vec{u}$ – вектор идентифицируемых (уточняемых) параметров модели, значения которых определяются в процессе решения обратной задачи. В рассматриваемом геологически согласованном подходе он состоит из двух подвекторов $\vec{u} = (\vec{a}, \vec{v})$, которые отвечают за сохранение геологической согласованности модели в процессе воспроизведения истории. Первый вектор $\vec{a}$ отвечает за корреляционную петрофизическую зависимость «пористость–проницаемость» (в общем случае – отдельную для каждой фации), а $\vec{v}$ хранит в себе параметры анизотропной вариограммы [9]. Значения параметров в остальных местоположениях, кроме скважин, оцениваются на основе вариограммы с помощью интерполяционной схемы, известной как кригинг [11]. Таким образом, метод опирается на модель вариограммы для описания пространственного распределения свойств в пласте.

На каждой итерации решения задачи адаптации обновляются значения идентифицируемых параметров $\vec{u}$. Далее, следуя процедуре кригинга, пористость отдельного сеточного блока r вычисляют по формуле [9]:

$$u_r = \sum_{i=1}^{N_{sd}} \lambda_{ri} u_{si}, \quad (2)$$

где i – порядковый номер статического (заданного в одной из скважинных ячеек) значения пористости u_{si} , N_{sd} – общее число статических данных пористости по скважинам, а λ_{ri} – веса кригинга. Процедура нахождения весов кригинга основана на понятии вариограммы и методах двухточечной геостатистики [11].

Отметим, что поскольку рассчитанная методом кригинга оценка свойства является в

статистическом смысле несмещенной, среднее значение пористости по модели остается близким к среднему по скважинным данным. Таким образом, уточнение распределения пористости не будет приводить к существенному изменению запасов углеводородов в модели. В то же время напомним об осторожности в применении регламентного требования на отклонения значений запасов и подсчетных параметров в модели более чем на 5% от утвержденных для проектирования. Его буквальное понимание может приводить к искусственному искажению геологической основы модели.

После того как распределение пористости построено, по петрофизической зависимости с текущими значениями параметров $\vec{a}$ рассчитывается распределение проницаемости. На полученной модели осуществляется решение прямой задачи, определяется значение критерия (1) и проверяются условия остановки алгоритма. Если они не выполнены, то производятся необходимые дополнительные вычисления и с помощью выбранного метода оптимизации обновляется вектор идентифицируемых параметров $\vec{u}$ с переходом к следующей итерации решения обратной задачи.

Построение модели

Для сравнительной реализации метода в пакете геолого-гидродинамического моделирования tNavigator была выбрана синтетическая модель элемента пятиточечной системы заводнения, ранее использованная в работе [10] с применением авторских алгоритмов. Размерность сетки – $25 \times 25 \times 10 = 6250$ ячеек. Размер каждой ячейки $100 \times 100 \times 10$ м. Кровля пласта задана на глубине 2400 м, подошва соответственно – 2500 м.

В табл. 1 приведены исходные значения пористости и проницаемости. Они

заданы постоянными вдоль стволов скважин на всю толщину пласта.

Табл. 1. Значения ФЕС на скважинах модели

Table 1. Porosity and permeability values at modeled wells

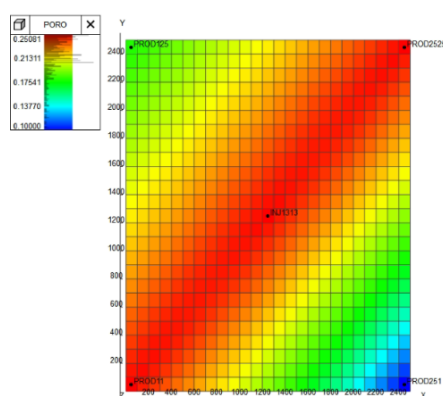
Скважина	PROD11	PROD125	PROD2525	PROD251	INJ1313
Положение скважины	Юго-западный угол	Северо-западный угол	Северо-восточный угол	Юго-восточный угол	Центр модели
Значение пористости	0,25	0,18	0,25	0,1	0,25
Значение проницаемости, мД	900	255	900	60	900

Источник: по данным работы [10]

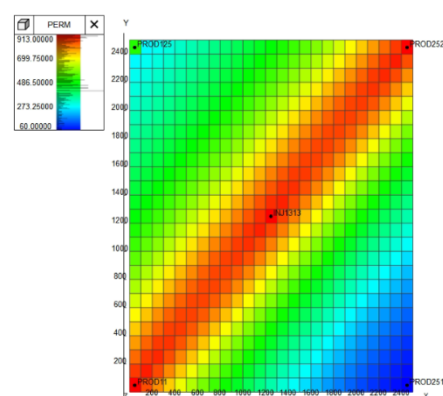
Source: based on data from [10]

Для построения поля пористости применен детерминированный метод точечного кригинга со следующими параметрами экспоненциальной модели вариограммы: $R_1 = 1800$ м, $R_2 = 500$ м, $R_3 = 50$ м, $\varphi = 45^\circ$. Проницаемость (в мД)

задается по зависимости от пористости $K_{пр} = a \cdot \exp(b \cdot K_p)$, где $a = 10$, $b = 18$. Другие параметры пласта и флюидов заданы по аналогии с одним из реальных объектов. На рис. 1 представлены полученные поля пористости и проницаемости.



а/а



б/б

Рис. 1. Поля пористости (а) и проницаемости (б)

Fig. 1. Maps of porosity (a) and permeability (b)

Рассматриваемый период эксплуатации модели – 15 лет с ежемесячными измерениями показателей, всего 180 моментов замеров. С начала расчета реализуется заводнение. В табл. 2 приведены значения дебита жидкости на добывающих скважинах.

На нагнетательной скважине задана приемистость $14\,400$ м³/сут при ограничении на забойное давление – не более 400 бар. Ограничение на забойное давление для всех добывающих скважин – не ниже 150 бар.

Табл. 2. Значения дебита жидкости на скважинах модели**Table 2.** Liquid flow rates of modeled wells

Скважина	PROD11	PROD125	PROD2525	PROD251
Дебит жидкости, м ³ /сут	5500	2700	5500	900

Источник: по данным работы [10]

Source: based on data from [10]

Создание Workflow

В пакете моделирования пласта tNavigator все модули способны поддерживать автоматическое выполнение операций графа моделирования (Workflow). Workflow – последовательность действий, которая включает в себя функции вычислений, доступные в пакете, пользовательский код на языке Python и отдельные внешние функции. Workflow позволяет автоматизировать повторяющиеся процессы, а также автоматически обновлять модель при изменении входных данных или внесении изменений в процесс моделирования. Для автоматизированного обновления модели в процессе адаптации все действия,

перечисленные в предыдущем разделе, были объединены в Workflow.

Для решения обратной задачи в модель добавляются управляющие параметры. На рис. 2 (скриншот экрана) представлены параметры и их диапазоны. Здесь A и B – параметры петрофизической зависимости $K_{пр} = A \cdot \exp(B \cdot K_p)$. $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости (в мД), K_p – коэффициент пористости (с долей единицы) ячейки модели, R_1 и R_2 – радиусы (ранги) вариограммы в основном (major) и вспомогательном (minor) направлениях вдоль напластования (в метрах), PHI – угол поворота главных направлений вариограммы в плоскости напластования относительно координатной сетки (в градусах).

Переменная	Баз. значение	Мин.	Макс.	Тип	Распределение
✓ A	10	7	17	REAL	Uniform (min=7, max=17)
✓ B	18	7	20	REAL	Uniform (min=7, max=20)
✓ R1	1800	500	2000	REAL	Uniform (min=500, max=2000)
✓ R2	500	200	1800	REAL	Uniform (min=200, max=1800)
✓ PHI	45	0	180	REAL	Uniform (min=0, max=180)

Рис. 2. Управляющие параметры: REAL – параметр принимает вещественные значения;

Uniform – параметр при анализе чувствительности

подчиняется равномерному распределению на отрезке значений от min до max

Fig. 2. Control parameters: REAL – the parameter takes real values;

Uniform – the parameter in sensitivity analysis obeys uniform distribution over the range of values from min to max

Вариограмма – симметричная функция. Поэтому для произвольного угла PHI справедливо $\gamma(PHI) = \gamma(PHI + 180)$.

В связи с этим, угол PHI изменяется от 0° до 180°. Остальные параметры выбирались с учетом анализа чувствительности.

В качестве распределения было выбрано равномерное распределение (Uniform). Это обусловлено тем, что такое распределение предполагает одинаковую вероятность реализации каждого из возможных значений случайной величины и приводит к равномерному охвату диапазона их возможного изменения при решении обратной задачи.

В случае применения метода для реального объекта минимальные, максимальные и базовые значения параметров рекомендуется задавать в соответствии с ожидаемым диапазоном изменения и априорной экспертной оценкой коэффициентов петрофизической зависимости и параметров вариограммы по итогам предварительного петрофизического и вариограммного анализа имеющегося массива данных исследований керна и геофизических исследований скважин. Вид распределения для них может задаваться как равномерным, при большом разбросе экспертных оценок, так и усеченным нормальным (логнормальным для параметра A), если наиболее вероятные значения обоснованы априорным анализом.

После каждого обновления значений управляющих параметров в ходе решения обратной задачи распределения пористости и проницаемости в модели автоматически обновляются с помощью Workflow.

Для задания целевой функции в tNavigator в модуле «Адаптация» определены слагаемые критерия качества в виде сумм нормированных квадратичных невязок между рассчитанными по модели и замеренными значениями дебитов нефти добывающих скважин, забойных давлений всех скважин и приемистости нагнетательной скважины по всем расчетным моментам времени с одинаковыми весовыми коэффициентами. Такой подход в данном случае обусловлен результатами анализа

чувствительности, представленными ниже, которые показывают, что выбранные управляющие параметры оказывают сопоставимое влияние на различные составляющие целевой функции. При адаптации реальных моделей весовые коэффициенты могут задаваться обратно пропорционально дисперсиям (их оценкам) замеряемых показателей, что соответствует выводу критерия взвешенных наименьших квадратов из метода максимального правдоподобия [3]. Либо определяться экспертно, отражая относительную важность более точного воспроизведения того или иного замеряемого показателя на адаптированной модели. В качестве замеренных значений показателей, включенных в целевую функцию, в рассматриваемом синтетическом примере использованы результаты решения прямой задачи (запуска симулятора) с базовыми значениями управляющих параметров (см. рис. 2).

Анализ чувствительности

Перед запуском оптимизационного алгоритма проводится анализ чувствительности, чтобы убедиться, что выбранные управляющие параметры и диапазоны их изменения позволяют найти вариант приемлемой адаптации модели. Формирование опорных вариантов (комбинаций значений параметров) для анализа чувствительности производилось с помощью метода планирования эксперимента «Латинский гиперкуб» в tNavigator.

Параметрами расчета являются $N = 20$ и $M = 5$, где N – количество вариантов расчета, M – количество переменных. Построение диаграммы Парето позволяет оценить, какие переменные наиболее сильно влияют на целевую функцию, см. скриншот экрана (рис. 3).

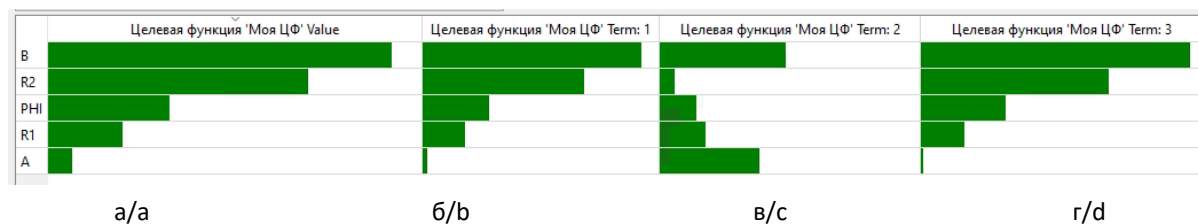


Рис. 3. Диаграмма Парето:

а – для полной целевой функции; б–г – для трех составляющих целевой функции (квадратичные невязки по дебитам нефти, забойным давлениям и приемистости нагнетательной скважины)

Fig. 3. Pareto chart:

а – for total objective function; б–d – for three terms of the objective function (quadratic misfit for oil rates, bottomhole pressures and injection well rate)

Из рис. 3 следует, что наибольшее влияние на целевую функцию оказывают переменная B в зависимости «пористость–проницаемость» и радиус вариограммы R_2 . В то же время видно, что все параметры существенно влияют на те или иные составляющие целевой функции. Следовательно, они могут использоваться в качестве идентифицируемых при адаптации модели.

Решение обратной задачи

Для решения обратной задачи использован стохастический оптимизационный метод, ориентированный на минимизацию целевой функции в заданном пространстве поиска – метод дифференциальной эволюции с параметрами, представленными на рис. 4 (скриншот экрана). Для алгоритма устанавливается ограничение на число запусков симулятора (решений прямой задачи) – 400.

Параметры алгоритма	
Выбирать базовый вектор:	Брать лучший
Выбирать целевой вектор:	Брать худший
Количество разностей:	1
Количество одновременных расчётов:	12
Размер популяции:	12
F параметр:	0,8
CR параметр:	0,7
Случайное число:	1923163838

Рис. 4. Параметры метода дифференциальной эволюции

Fig. 4. Parameters of the differential evolution method

Метод дифференциальной эволюции является методом глобальной оптимизации и позволяет находить минимум даже в случаях, когда функция имеет множество локальных экстремумов и не является непрерывно-дифференцируемой. Алгоритм стартует с некоторым набором векторов (комбинаций значений идентифицируемых параметров) из пространства поиска. Этот набор называют популяцией. Чем больше размер популяции, тем лучше

алгоритм будет «чувствовать» целевую функцию, но при этом возрастает требуемое число решений прямой задачи (запусков симулятора).

На первых итерациях алгоритм заполняет популяцию случайными векторами из пространства поиска. После того как популяция заполнена, метод на каждой итерации составляет пробный вектор и вычисляет на нем целевую функцию, запуская симулятор.

Пробный вектор формируется из компонент целевого вектора и мутационного вектора. При создании этого вектора используется параметр CR, который отвечает за вероятность замещения компоненты целевого вектора компонентой мутационного вектора. Для каждого следующего пробного вектора обязательно выбирается одна компонента, которая берется из мутационного вектора, а остальные компоненты берутся из мутационного вектора с вероятностью CR. Следовательно, чем больше значение параметра CR, тем большее количество компонент целевого вектора будут замещены. В случае сепарабельных задач (с разделением вклада разных параметров в целевую функцию) эффективно брать меньшее значение CR, для не сепарабельных – большее.

Целевой вектор выбирается как наихудший из популяции. Мутационный вектор строится как сумма базового вектора и нескольких разностей случайных векторов из популяции, умноженных на параметр F. Базовый вектор выбирается как наилучший из популяции. При малом значении F возможно вырождение популяции. Малые значения этого параметра приводят к локализации области поиска вблизи текущих точек популяции (поиск локального минимума). Большие значения F позволяют исследовать область поиска, выходящую далеко за предел текущей популяции, но снижают скорость сходимости (поиск глобального минимума).

Когда целевая функция вычислена на пробном векторе, ее значение сравнивается со значением целевой функции на целевом векторе. Если пробный вектор представляет лучшее значение целевой

функции, он заменяет целевой вектор в популяции. И таким образом алгоритм продолжает делать итерации, пока их число не превысит заданное максимальное значение.

На рис. 5 (скриншот экрана) представлены значения целевой функции и управляющих параметров, которые были получены по результатам запуска алгоритма дифференциальной эволюции с параметрами, показанными на рис. 4.

В данном случае замеренные показатели являются синтетическими, поэтому достижимы очень малые значения целевой функции. На реальных данных значение целевой функции в оптимальной точке зависит от погрешностей измерений. Для модели A05/e6_v00000 с базовыми значениями параметров вариограммы и зависимости «пористость–проницаемость» целевая функция не равна 0 из-за ошибок округления при переносе рассчитанных результатов прямой задачи в качестве замеренных показателей в обратную задачу.

Рассмотрим, как в зависимости от увеличения достигаемого значения целевой функции изменяется диапазон неопределенности найденных значений параметров модели. В табл. 3 представлены изменения диапазонов отклонения параметров модели от истинных (в процентном соотношении) в зависимости от допустимого значения целевой функции.

Как и следует ожидать, чем выше достигнутое значение целевой функции, тем больше диапазон неопределенности значений параметров модели. При этом даже относительно небольшие значения целевой функции соответствуют возможным отклонениям в параметрах вариограммы до 25–33%.

#	Модель	Целевая функция 'Моя ЦФ' Value	A	B	PHI	R1	R2
6	A005/еб_v00000	1,24299e-09	10	18	45	1800	500
6	A005/еб_v00390	0,0214342	10,0848	17,9343	44,8291	1832,38	467,451
6	A005/еб_v00393	0,0284523	9,97067	18,0286	52,2482	2000	371,909
6	A005/еб_v00374	0,0332234	10,3158	17,8728	36,5487	1812,32	475,001
6	A005/еб_v00236	0,03605	10,3571	17,8758	47,7214	1888,4	625,955
6	A005/еб_v00359	0,0486174	10,6495	17,7584	47,1326	2000	513,784
6	A005/еб_v00363	0,0550228	10,648	17,6864	39,937	1861,45	500
6	A005/еб_v00297	0,0616416	9,52832	18,1841	45	1715,21	608,365
6	A005/еб_v00322	0,0658301	9,88261	18,0414	35,5175	1771,93	580,316
6	A005/еб_v00243	0,069169	10,4712	17,7856	59,7977	1297,32	345,344
6	A005/еб_v00389	0,0741404	10,6572	17,6929	54,6928	1894,06	444,01
6	A005/еб_v00298	0,0996022	10,8253	17,6008	49,4217	1457,67	500
6	A005/еб_v00399	0,1077	9,64899	18,1256	56,8874	1755,06	478,962
6	A005/еб_v00341	0,111086	10,0587	17,9912	41,0951	1798,87	1030,15
6	A005/еб_v00392	0,112711	10,098	17,9618	55,598	1828,14	891,974
6	A005/еб_v00321	0,116631	9,40919	18,3015	68,9694	1707,97	200
6	A005/еб_v00307	0,12642	10,7331	17,6509	32,3322	1413,38	582,57
6	A005/еб_v00318	0,130192	11,2299	17,5392	113,85	1337,19	770,56
6	A005/еб_v00371	0,13232	9,70457	18,1142	38,44	1711,36	900,158
6	A005/еб_v00296	0,14665	9,40348	18,2643	38,9949	2000	918,517
6	A005/еб_v00366	0,1502	9,17947	18,3052	42,3058	1628,54	482,586
6	A005/еб_v00191	0,150423	9,95972	18,0298	30,3901	1770,44	634,221
6	A005/еб_v00391	0,150544	10,2453	17,9343	56,0655	1316,43	281,173
6	A005/еб_v00251	0,161538	10,6734	17,7372	45	1131,98	345,301
6	A005/еб_v00357	0,164029	9,4573	18,2225	33,8897	2000	719,714
6	A005/еб_v00367	0,165656	9,81396	18,0993	52,216	1803,7	271,331
6	A005/еб_v00373	0,172549	10,3675	17,8242	28,4907	2000	200
6	A005/еб_v00225	0,172772	8,61833	18,8166	130,102	1426,58	473,293
6	A005/еб_v00375	0,179465	9,9238	18,0297	67,2918	1778,12	200
6	A005/еб_v00268	0,17963	10,2453	17,9343	60,557	1804,06	200

Рис. 5. Упорядоченные по возрастанию значений целевой функции результаты работы алгоритма дифференциальной эволюции

Fig. 5. Differential evolution algorithm results sorted by objective function values in ascending order

Табл. 3. Диапазон отклонения параметров модели в зависимости от значений целевой функции

Table 3. Range of model parameter deviations for different objective function values

Значение целевой функции	Отклонение, %				
	A	B	PHI	R1	R2
до 0,03	от -0,29 до 0,84	от -0,36 до 0,15	от -0,38 до 16,11	от 1,80 до 11,11	от -25,62 до -6,51
до 0,05	от -0,29 до 6,49	от -1,34 до 0,15	от -18,78 до 16,11	от 0,68 до 11,11	от -25,62 до 25,19
до 0,1	от -4,71 до 8,25	от -2,22 до 1,02	от -21,07 до 32,88	от -27,93 до 11,11	от -30,93 до 25,19

На рис. 6 представлено «реальное» поле проницаемости исходной синтетической модели и рассчитанные поля проницаемости для моделей, полученных по итогам решения обратной задачи, со значениями целевой функции до 0,0333. Аналогично выглядят поля пористости на рис. 7. Видно, что,

несмотря на отличия в значениях параметров вариограммы, поля ФЕС мало отличаются друг от друга. Графики приемистости и забойного давления на скважинах также воспроизводятся близко к «фактическим», рассчитанным на исходной синтетической модели.

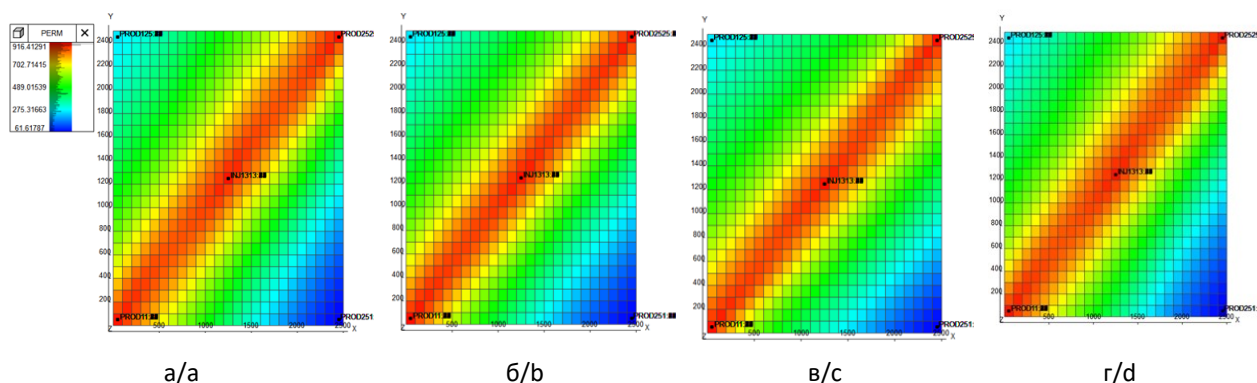


Рис. 6. «Реальное» поле проницаемости (а) и итоговые поля проницаемости для моделей Result_00390 (б), Result_00393 (в) и Result_00374 (г)

Fig. 6. “Real” permeability distribution (a) and final permeability distributions for the models Result_00390 (b), Result_00393 (c) and Result_00374 (d)

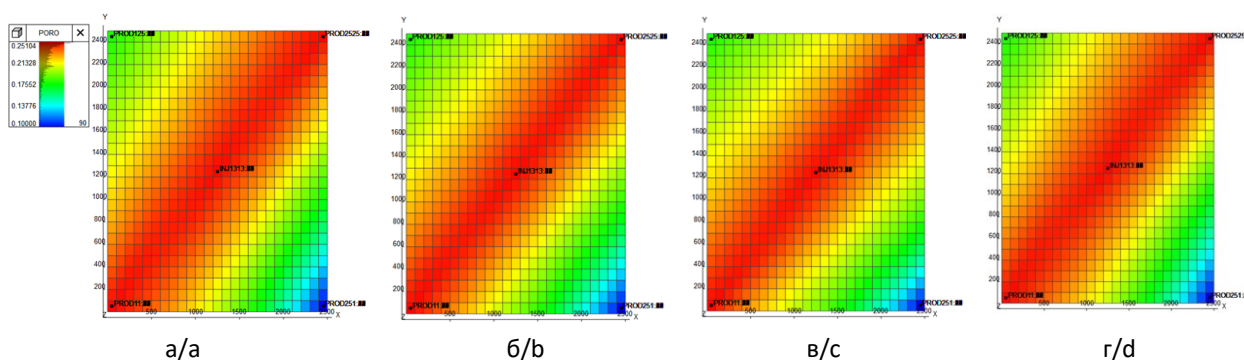


Рис. 7. «Реальное» поле пористости (а) и итоговые поля пористости для моделей Result_00390 (б), Result_00393 (в) и Result_00374 (г)

Fig. 7. “Real” porosity distribution (a) and final porosity distributions for the models Result_00390 (b), Result_00393 (c) and Result_00374 (d)

Таким образом, результаты расчетов подтверждают возможность восстановления полей ФЕС пласта в процессе решения обратной задачи. В то же время, такой результат достигается при значительном числе расчетов прямой задачи (запусков симулятора), а значения индивидуальных параметров вариограммы воспроизводятся с погрешностью до 25–33%.

Расчеты с измененным начальным приближением

Для более реалистичной оценки возможностей алгоритма были проведены

расчеты по решению обратной задачи с измененным начальным приближением, отличающимся от истинных значений параметров. На рис. 8 (скриншот экрана) представлены соответствующие базовые (начальные) значения параметров и диапазоны их изменения.

На рис. 9 (скриншот экрана) представлены значения целевой функции и управляющих параметров, которые были получены по результатам запуска алгоритма дифференциальной эволюции с измененным начальным приближением.

Переменная	Баз. значение	Мин.	Макс.	Тип	Распределение
✓ A	12	7	17	REAL	Uniform (min=7, max=17)
✓ B	20	7	20	REAL	Uniform (min=7, max=20)
✓ R1	2000	500	2000	REAL	Uniform (min=500, max=2000)
✓ R2	300	200	1800	REAL	Uniform (min=200, max=1800)
✓ PHI	60	0	180	REAL	Uniform (min=0, max=180)

Рис. 8. Управляющие параметры для измененного начального приближения

Fig. 8. Control parameters for the modified initial guess

#	Модель	Целевая функция 'Моя ЦФ' Value	A	B	PHI	R1	R2
1	A001/e1_v00391	0,0104398	10,0399	17,9837	36,8549	1118,69	490,008
1	A001/e1_v00386	0,0314644	9,5472	18,1834	39,0118	1118,69	491,147
1	A001/e1_v00280	0,0357921	9,64712	18,1385	43,872	951,366	519,175
1	A001/e1_v00277	0,0401582	10,4624	17,817	17,6249	862,638	637,362
1	A001/e1_v00368	0,0418892	10,4046	17,8519	35,056	1023,05	697,754
1	A001/e1_v00377	0,0501713	10,2707	17,891	23,7164	912,944	731,609
1	A001/e1_v00397	0,0573353	9,48029	18,1973	44,4476	1023,43	463,413
1	A001/e1_v00263	0,0630218	10,1742	17,9281	26,777	940,23	787,195
1	A001/e1_v00351	0,0696868	9,54432	18,1781	47,1362	979,041	572,615
1	A001/e1_v00290	0,0707533	11,207	17,5216	46,4128	819,904	704,013
1	A001/e1_v00229	0,0770544	10,5529	17,7806	15,6955	1106,53	824,992
1	A001/e1_v00317	0,0775559	9,38802	18,2484	39,5344	836,502	528,776
1	A001/e1_v00270	0,0779123	9,97297	17,9899	39,2035	2000	743,114
1	A001/e1_v00388	0,0780979	10,3891	17,9146	28,6024	500	836,195
1	A001/e1_v00250	0,0808581	9,61562	18,1629	49,1516	2000	756,344
1	A001/e1_v00255	0,0813771	9,72978	18,1163	14,1732	711,461	764,705
1	A001/e1_v00304	0,0848688	10,4854	17,8276	34,3325	500	730,75
1	A001/e1_v00246	0,0943789	11,2899	17,4855	0	876,198	887,063
1	A001/e1_v00302	0,101317	10,0695	17,9709	33,7339	2000	556,987
1	A001/e1_v00269	0,107566	10,9491	17,661	3,52738	1053,81	1019,96
1	A001/e1_v00315	0,110156	9,94904	18,0209	3,55271e-15	1083,95	549,308
1	A001/e1_v00394	0,115787	9,58977	18,1764	57,3874	500	449,839
1	A001/e1_v00385	0,11593	10,5153	17,7654	48,7994	1118,69	344,938
1	A001/e1_v00344	0,11837	10,2415	17,8963	22,8105	500	715,414
1	A001/e1_v00390	0,126142	11,1673	17,5228	0	1118,69	728,302
1	A001/e1_v00347	0,126476	10,949	17,6306	40,2885	1338,28	1434,38
1	A001/e1_v00272	0,129181	11,1267	17,5845	0	1101,58	625,45
1	A001/e1_v00333	0,130209	11,5723	17,3501	41,6832	956,648	463,413

Рис. 9. Упорядоченные по возрастанию целевой функции результаты работы алгоритма дифференциальной эволюции с измененным начальным приближением

Fig. 9. Differential evolution algorithm results with modified initial guess sorted by objective function values in ascending order

Рассмотрим, как в зависимости от минимально достигаемого значения целевой функции изменяется диапазон неопределенности найденных значений параметров модели. В табл. 4 представлены изменения диапазонов отклонения параметров модели от истинных (в процентном соотношении) в зависимости от допустимого значения целевой

функции при измененном начальном приближении.

Из табл. 4 следует, что даже при малых значениях целевой функции (до 0,03 – в данном случае построена одна такая модель со значением целевой функции 0,01) отклонения в найденных значениях параметров вариограммы от истинных могут быть существенными (до 38%).

Табл. 4. Диапазон отклонения параметров модели в зависимости от значений целевой функции
Table 4. Range of model parameter deviations for different objective function values

Значение целевой функции	Отклонение, %				
	A	B	PHI	R1	R2
до 0,03	0,40	-0,09	-18,10	-37,85	-2
до 0,05	от -4,53 до 4,62	от -1,02 до 1,02	от -60,83 до -2,51	от -52,08 до -37,85	от -2 до 46,32
до 0,1	от -6,11 до 12,90	от -2,86 до 1,38	от -100 до 9,23	от -72,22 до 11,11	от -7,31 до 77,41

Рассмотрим модель с наименьшим значением целевой функции – A0015/e1_v00391 (далее по тексту Result_00391). Некоторые результаты решения прямой задачи для этой модели показаны на рис. 10. Как видно на рис. 10, графики дебитов нефти, забойных давлений и приемистости для модели Result_00391 практически не отличаются от «замеренных» (модель Result_1), несмотря на заметные отклонения расчетных значений параметров PHI и R1 от истинных (см. табл. 4).

На рис. 11 представлено «реальное» поле проницаемости в сравнении с полученным для модели Result_00391. Наблюдается небольшое отличие в направлении между скважинами PROD11 – INJ1313 – PROD2525, но общая картина распределения поля проницаемости сохраняется. Поля пористости на рис. 12 практически не отличаются друг от друга.

Таким образом, результаты расчетов с альтернативным начальным приближением подтверждают возможность восстановления полей ФЕС пласта в процессе решения обратной задачи при достижении достаточно малых ($\sim 0,01$) значений целевой функции. По мере увеличения значений целевой функции до 0,1 возможные погрешности в определении индивидуальных

параметров вариограммы резко возрастают, достигая 72–100%.

Отметим, что при переходе от синтетических к реальным моделям следует ожидать более значимого проявления проблемы неединственности решения обратной задачи – наличия множественных локальных минимумов целевой функции и соответствующих им «оптимальных» наборов значений управляющих параметров. Для преодоления проблемы могут использоваться различные подходы. Так, в работе [12] было показано, что неопределенность в итоговых распределениях пористости и проницаемости может быть снижена за счет обоснованной расстановки опорных точек в межскважинном пространстве с добавлением соответствующих значений ФЕС в набор управляющих параметров. Также применимы общие рекомендации при решении подобных обратных задач: оценка влияния весовых коэффициентов в целевой функции, базовых значений параметров и выбранной функции распределения на получаемое решение; использование регуляризаторов на основе априорной информации. При этом большое значение имеет полнота и качество измеряемых данных, входящих в критерий качества.

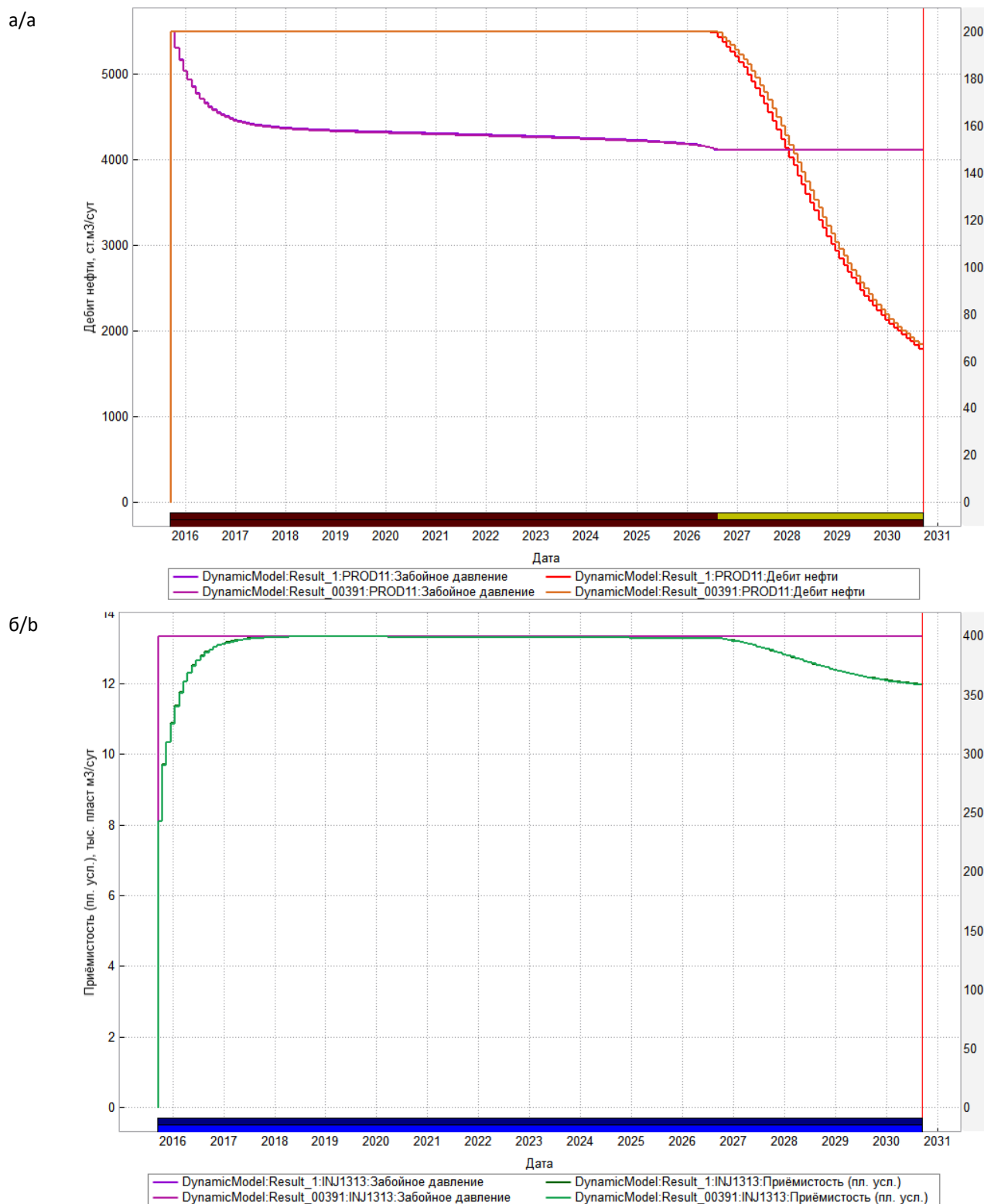


Рис. 10. Результаты решения прямой задачи для модели Result_00391 в сравнении с «истинной» моделью Result_1: а – графики дебита нефти и забойного давления скважины PROD11; б – графики приёмистости и забойного давления скважины INJ1313

Fig. 10. Results of the forward problem solution for the Result_00391 model compared to the “true” Result_1 model: а – graphs of oil production rate and bottomhole pressure for the PROD11 well; б – graphs of injectivity and bottomhole pressure for the INJ1313 well

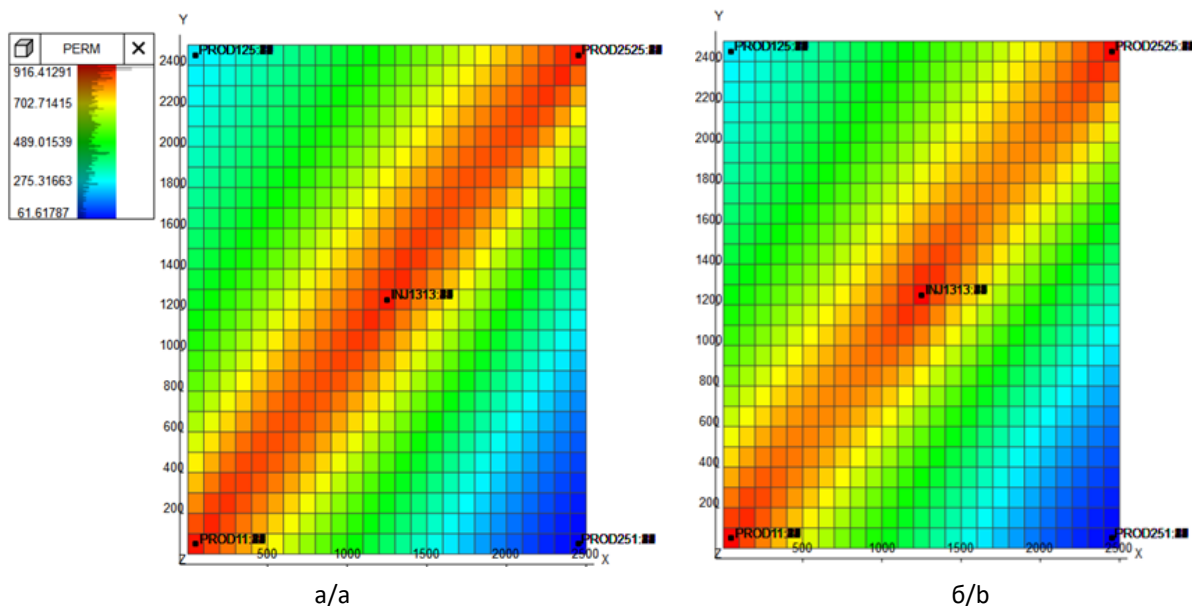


Рис. 11. «Реальное» поле проницаемости (а) и поле проницаемости, полученное для модели Result_00391 (б)

Fig. 11. “Real” permeability distribution (a) and permeability distribution obtained for the Result_00391 model (b)

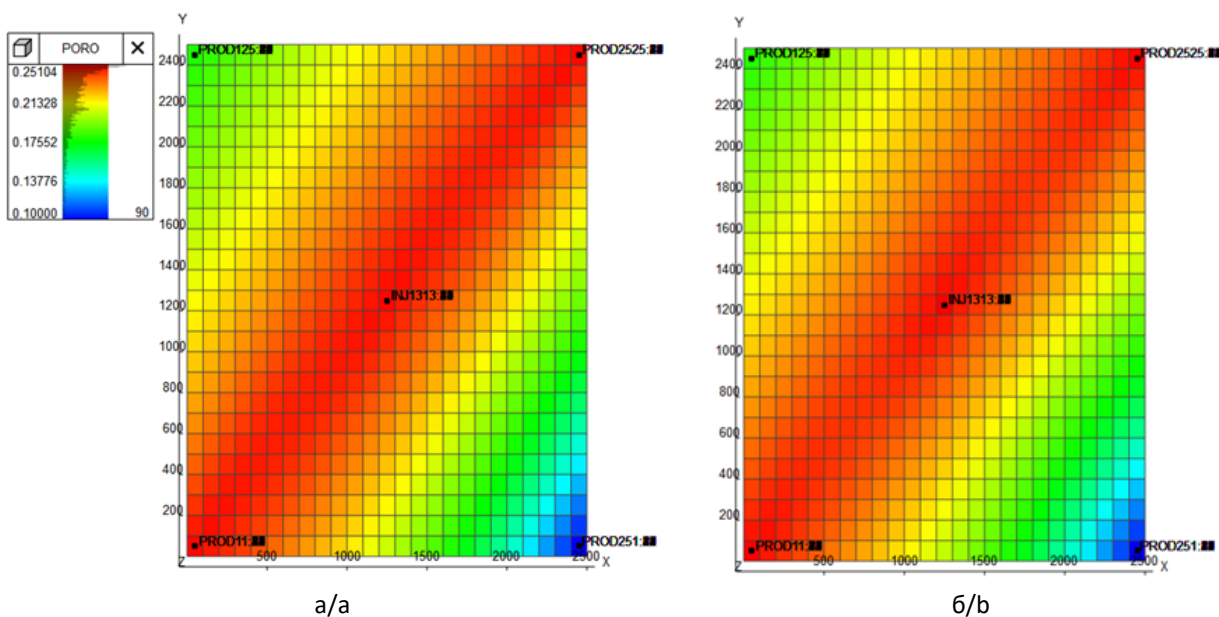


Рис. 12. «Реальное» поле пористости (а) и поле пористости, полученное для модели Result_00391 (б)

Fig. 12. “Real” porosity distribution (a) and porosity distribution obtained for the Result_00391 model (b)

В работе [13] демонстрируется пример повышения точности решения обратной задачи адаптации гидродинамической модели для горизонтальной скважины с много-

стадийным гидроразрывом пласта за счет включения в целевую функцию информации о долевом участии отдельных трещин в общем притоке нефти и воды к скважине.

Выводы

Результаты выполненной работы демонстрируют возможность реализации автоматизированной геостатистически согласованной адаптации геолого-гидродинамической модели к истории разработки с применением коммерческого пакета гидродинамического моделирования. При этом используются такие встроенные инструменты современных симуляторов, как возможность создания последовательности операций (Workflow) и безградиентные алгоритмы оптимизации, основанные на многократном вычислении целевой функции.

Полученные для синтетического тестового примера результаты подтверждают возможность определения параметров анизотропной вариограммы и зависимости «пористость–проницаемость» в процессе решения обратной задачи для полей параметров, моделируемых с применением методов двухточечной геостатистики. Неопределенность найденных значений параметров вариограммы и петрофизической зависимости зависит от достижимого

минимального значения целевой функции (погрешностей измерений) и выбора начального приближения. Погрешность в оценке индивидуальных параметров вариограммы может быть значительной и достигать 70–100% даже при относительно малых значениях целевой функции, при этом поля ФЕС восстанавливаются с приемлемой точностью.

Необходимо также учитывать значительный объем требуемых запусков симулятора (решений прямой задачи), что затрудняет реализацию для реальных моделей большой размерности и с большим числом управляющих параметров. Частичным выходом является использование прокси-моделей. Эффективность их применения при реализации геостатистически согласованной адаптации и точность получаемых решений требуют отдельного исследования. В то же время, подобная проблема не свойственна эффективным специализированным алгоритмам на основе сопряженных методов, что подтверждает актуальность их дальнейшего развития и внедрения.

Вклад авторов

Е.О. Елистратова – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

И.М. Индрупский – концептуализация, методология, верификация данных, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Yeh W.W.-G. Review of parameter identification in groundwater hydrology: The inverse problem // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 95–108. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00095>

2. *Tarantola A.* Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation. Philadelphia, PA: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2005. 342 p. <https://doi.org/10.1137/1.9780898717921>
3. *Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N.* Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
4. *Carrera J., Neuman S.P.* Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 1. Maximum Likelihood Method incorporating prior information // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 199–210. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00199>
5. *Carrera J., Neuman S.P.* Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 2. Uniqueness, stability, and solution algorithms // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 211–227. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00211>
6. *Aanonsen S.I., Nævdal G., Oliver D.S. et al.* Ensemble Kalman filter in reservoir engineering – A review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2009. Vol. 14, No. 3. P. 393–412. <https://doi.org/10.2118/117274-PA>
7. *Ewing R.E., Pilant M.S., Wade J.G., Watson A.T.* Estimating parameters in scientific computation – A survey of experience from oil and groundwater modeling // *IEEE Computational Science and Engineering*. 1994. Vol. 1, No. 3. P. 19–31. <https://doi.org/10.1109/MCSE.1994.313170>
8. *Oliver D.S., Chen Y.* Recent progress on reservoir history matching: A review // *Computational Geosciences*. 2011. Vol. 15, No. 1. P. 185–221. <https://doi.org/10.1007/s10596-010-9194-2>
9. *Закиров Э.С., Индрунский И.М., Любимова О.В. и др.* Согласованная адаптация геостатистических моделей залежей нефти и газа // *Доклады Академии наук*. 2017. Т. 476, № 4. С. 421–425. <https://doi.org/10.7868/S0869565217280143>
10. *Ширяев И.М., Индрунский И.М., Закиров Э.С.* Исследование особенностей геологически согласованной адаптации гидродинамических моделей. Часть 1. Безградиентные методы оптимизации // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018. Вып. 2(21). С. 28. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28>
11. *Матерон Ж.* Основы прикладной геостатистики / Пер. с фр. Ю.В. Рощина. М.: Мир, 1968. 407 с.
12. *Ширяев И.М., Индрунский И.М., Закиров Э.С.* Исследование особенностей геологически согласованной адаптации гидродинамических моделей. Часть 2. Опорные точки // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018. Вып. 2(21). С. 29. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art29>
13. *Пятибратов П.В., Скоров Д.С.* Оценка параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на основе мониторинга профиля притока // *Экспозиция Нефть Газ*. 2019. № 6(73). С. 24–28. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10062>

Информация об авторах

Екатерина Олеговна Елистратова – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 4862-5515, <https://orcid.org/0009-0004-8615-5771>; e-mail: katirena_2000@mail.ru

Илья Михайлович Индрунский – д.т.н., заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3003-9701, <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: i-ind@ipng.ru

Поступила в редакцию 30.09.2024

Принята к публикации 03.04.2025

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

Geostatistically consistent history matching of reservoir flow model using a commercial simulator

Ekaterina O. Elistratova¹ ✉, Ilya M. Indrupskiy²

1 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 65 Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* The paper examines the possibility and features of implementing the geostatistically consistent history matching of a reservoir model using reservoir flow simulation software. This approach assures maintaining the principles of the geological model creation during the solution of the inverse problem. For comparison purposes, a previously known test model is used implementing similar approach using author-developed algorithms. *Objective.* To analyze features and limitations of the geostatistically consistent automated history matching of a 3D model using a commercial simulator. *Materials and methods.* Synthetic 3D model of a heterogeneous reservoir, tNavigator reservoir flow simulator with built-in automation and history matching tools, geostatistical methods. *Results.* The geostatistically consistent automated history matching procedure is implemented in tNavigator on a synthetic model of a five-spot waterflooding element. The errors in the recovered values of the synthetic model parameters are analyzed depending on the final value of the objective function (measurement accuracy) and initial guess. *Conclusions.* It is possible to implement the geostatistically consistent history matching procedure using the automation tools of modern reservoir flow simulators. However, the built-in automated history matching algorithms do not provide enough efficiency for application to real reservoirs without using proxy models.

Keywords: automated history matching, inverse problem, geostatistically consistent history matching, geostatistics, variogram, reservoir flow simulator

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

For citation: Elistratova E.O., Indrupskiy I.M. Geostatistically consistent history matching of reservoir flow model using a commercial simulator. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 3–23. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

✉ Ekaterina O. Elistratova, katirena_2000@mail.ru

© Elistratova E.O., Indrupskiy I.M., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Ekaterina O. Elistratova – formal analysis, investigation, visualization, writing – review & editing.

Ilya M. Indrupskiy – conceptualization, methodology, validation, supervision, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Yeh W.W.-G. Review of parameter identification in groundwater hydrology: The inverse problem. *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 95–108. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00095>
2. Tarantola A. *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. Philadelphia, PA: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2005. 342 p. <https://doi.org/10.1137/1.9780898717921>
3. Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N. *Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching*. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
4. Carrera J., Neuman S.P. Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 1. Maximum Likelihood Method incorporating prior information // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 199–210. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00199>
5. Carrera J., Neuman S.P. Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 2. Uniqueness, stability, and solution algorithms // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 211–227. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00211>
6. Aanonsen S.I., Nøvdal G., Oliver D.S. et al. Ensemble Kalman filter in reservoir engineering – A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2009. Vol. 14, No. 3. P. 393–412. <https://doi.org/10.2118/117274-PA>
7. Ewing R.E., Pilant M.S., Wade J.G., Watson A.T. Estimating parameters in scientific computation – A survey of experience from oil and groundwater modeling. *IEEE Computational Science and Engineering*. 1994. Vol. 1, No. 3. P. 19–31. <https://doi.org/10.1109/MCSE.1994.313170>
8. Oliver D.S., Chen Y. Recent progress on reservoir history matching: A review. *Computational Geosciences*. 2011. Vol. 15, No. 1. P. 185–221. <https://doi.org/10.1007/s10596-010-9194-2>
9. Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V. et al. Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models. *Doklady Earth Sciences*. 2017. Vol. 476, No. 2. P. 1120–1124. <https://doi.org/10.1134/S1028334X17100117>
10. Shiryayev I.M., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Study of the features of geologically consistent history matching of flow models. Part 1. Non-gradient optimization methods. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. No. 2(21). P. 28. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28>
11. Matheron G. *Traité de géostatistique appliquée* [Treatise on Applied Geostatistics]. 2 vols. Paris: Technip, 1962–1963. 504 p.

12. Shiryaev I.M., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Study of the features of geologically consistent history matching of flow models. Part 2. Pilot points. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. No. 2(21). P. 29. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art29>

13. Pyatibratov P.V., Skorov D.S. Multistage hydraulic fractures geometry estimation based on information on fluid flow through fractures in a horizontal well. *Exposition Oil Gas*. 2019. No. 6(73). P. 24–28. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10062>

Information about the authors

Ekaterina O. Elistratova – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-8615-5771>; e-mail: katirena_2000@mail.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: i-ind@ipng.ru

Received 30 September 2024

Accepted 3 April 2025