

Применение двух классов обратных задач для оптимального управления разработкой месторождения природных углеводородов

Э.С. Закиров*, Д.П. Аникеев**, И.М. Индрупский***

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru, ***i-ind@ipng.ru

Аннотация. В статье рассматриваются два класса обратных задач в моделировании разработки месторождений углеводородов: оптимизации и адаптации истории разработки. В совокупности они формируют основу для управления разработкой месторождения в замкнутом цикле, на основе постоянно обновляемой 3D геолого-технологической модели.

Задачи адаптации (идентификации) модели возникают из-за точечного характера измерений и неточности определения исходных данных о фильтрационно-емкостных свойствах вмещающих пород и других параметрах залежи при построении 3D-модели. Такие задачи относятся к обратным, поскольку по следствию – промысловым замерам – определяется причина, их вызвавшая. Рассматриваемые задачи связаны с идентификацией как фильтрационно-емкостных свойств пласта, так и других ключевых параметров, определяющих динамику разработки. Геологически согласованная постановка обеспечивает сохранение в адаптированной модели исходно заложенных геологических принципов распределения свойств пласта.

Второй рассматриваемый класс задач – задачи оптимизации (регулирования) разработки. Одна из востребованных постановок связана с оптимальным перераспределением заданного целевого уровня добычи продукции из месторождения по всем скважинам эксплуатационного фонда во времени. При этом учитываются технологические ограничения наземного оборудования. Максимизируемый критерий отражает экономический эффект от разработки актива.

В данной статье, не вдаваясь в подробности математической реализации, авторы рассматривают практические примеры решения указанных задач с использованием полномасштабных 3D многофазных фильтрационных моделей реальных месторождений. Используются алгоритмы на основе современных методов теории оптимального управления, разработанные и реализованные сотрудниками Института проблем нефти и газа РАН Junior Researcher в программном комплексе SimMatch и подтвердившие свою эффективность на многочисленных синтетических и реальных примерах.

Применение и дальнейшее развитие рассматриваемых методов в рамках единого цикла, с учетом непрерывно поступающей информации от всей совокупности датчиков, позволит значительно повысить эффективность применения интеллектуальных скважин и систем управления промыслом.

Ключевые слова: оптимизация разработки в замкнутом цикле, обратные задачи, адаптация истории разработки, автоадаптация, геологически согласованная адаптация, управление разработкой месторождения

Для цитирования: Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Индрупский И.М. Применение двух классов обратных задач для оптимального управления разработкой месторождения природных углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 130–150. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art9>

Введение

Управление разработкой в замкнутом цикле – важная и актуальная тема в нефтегазовой литературе. Из множества публикаций можно отметить работы [1–5]. Данное понятие имеет вполне определенный смысл с практической точки зрения. Под ним подразумевается максимизация технико-экономического критерия качества (целевого функционала) на основе постоянно адаптирующейся 3D-модели к непрерывно поступающим данным при разработке интеллектуального месторождения природных углеводородов. Существует большое количество взаимозаменяемых понятий, характеризующих подобный подход: «управление разработкой в замкнутом цикле», «управление в реальном времени», «интеллектуальное управление пластом», «оптимизация в замкнутом цикле», «интеллектуальные месторождения», «i-fields», «e-fields», «самообучающееся управление пластом» или «интегрированные операции».

В частности, применительно к газовым месторождениям цель указанного подхода выражается в максимизации коэффициента извлечения газа (КИГ) или экономических параметров (например, дисконтированной добычи газа, что при постоянной цене газа соответствует дисконтированному доходу от продажи добываемого газа) в процессе разработки залежи за счет изменения режимов работы забойного и наземного оборудования. Причем частота управляющих воздействий может покрывать диапазон от периодических изменений до практически непрерывного процесса управления.

Важнейшим инструментом достижения обозначенной цели является 3D компьютерное гидродинамическое моделирование. Соответствующая 3D-модель подвергается процедуре адаптации по мере выявления значительного отличия прогноза по указанной 3D-модели от наблюдаемых на месторождении фактических данных. Таким образом, для повышения степени достоверности результатов оптимизации 3D гидродинамическая модель поддерживается в максимально актуальном состоянии. И к очередному этапу оптимизации показателей разработки не приступают до тех пор, пока 3D-модель не ассимилирует все поступающие данные с промысла и различных датчиков интеллектуальных скважин.

В мировой литературе представлено достаточное количество работ по управлению разработкой в замкнутом цикле, например [1–4]. Авторы не останавливаются на математических особенностях реализованных подходов. Ибо даже беглое рассмотрение набора существующих методов как адаптации истории, так и оптимизации разработки может представлять собой отдельную статью или даже множество публикаций. Так, обратным задачам адаптации посвящена фундаментальная обзорная монография [6], далеко не исчерпывающая современное состояние исследований в этой области. Отдельный вопрос – формулировка оптимизируемого критерия качества и выбор набора управляющих параметров в каждом рассматриваемом виде обратных задач. Далее в статье авторы акцентируют внимание на постановках и методах решения обратных задач, развиваемых в исследованиях Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН.

Математическая постановка задачи адаптации модели к истории разработки

Задача идентификации относится к классу обратных задач. Если при решении прямых задач определяется динамика добычи нефти, газа, конденсата, воды и давлений при заданных параметрах пласта, то в обратных задачах по некоторым косвенным данным находится причинная составляющая наблюдаемых событий. Именно из-за обращения естественного направления причинно-следственных связей задача и носит название обратной. Она ставится и решается в оптимизационной постановке. Решение осуществляется

на основе заданного критерия качества J (оптимизируемого функционала, или функционала невязки). Этот функционал отвечает за степень «адаптированности» модели, т. е. соответствия модели реальным данным, измеренным на месторождении.

Отметим, что в силу значительного объема и разнохарактерности замеряемых показателей задача идентификации является по сути многокритериальной. Через задание критерия качества определенного вида она сводится к однокритериальной. Один из наиболее распространенных подходов основан на методе взвешенных наименьших квадратов.

Тогда целевой функционал можно определить, например, в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 J = & \sum_{i=1}^L \sum_{j=1}^M \sum_{n=1}^N \left[\left(P_{ij}^{n,\phi} - P_{ij}^{n,p} \right)^2 + \alpha \left(O_{ij}^{n,\phi} - O_{ij}^{n,p} \right)^2 + \right. \\
 & + \beta \left(\text{ГНФ}_{ij}^{n,\phi} - \text{ГНФ}_{ij}^{n,p} \right)^2 + \gamma \left(\text{ВГФ}_{ij}^{n,\phi} - \text{ВГФ}_{ij}^{n,p} \right)^2 + \\
 & \left. + \delta \left(S_{ij}^{n,\phi} - S_{ij}^{n,p} \right)^2 + \pi \left(\text{ГВК}_i^{n,\phi} - \text{ГВК}_i^{n,p} \right)^2 \right],
 \end{aligned} \tag{1}$$

где

P – значение давления (забойного или пластового), бар;

O – значение обводненности, %;

ГНФ – значение газонефтяного фактора, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

ВГФ – значение водогазового фактора, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

S – значение насыщенности (околоскважинной зоны) какой-то определенной фазы, %;

ГВК – отметки поднятия ГВК, м;

$\alpha, \beta, \gamma, \delta, \pi$ – весовые множители;

верхние индексы ϕ, p – фактические и расчетные (вычисленные на основании модели) параметры, соответственно;

индекс i – номер скважины;

индекс j – номер интервала (по разрезу) замера;

индекс n – номер момента времени замера;

L – количество скважин;

M – количество интервалов замера;

N – количество моментов времени замера.

Так как перед невязками между фактическими и расчетными значениями величин в функционале (1) присутствуют весовые множители, возможны различные варианты задания замеров. Они могут быть представлены как в физических величинах, так и в нормированном виде.

В зависимости от особенностей конкретной задачи $\alpha, \beta, \gamma, \delta, \pi$ могут принимать различные неотрицательные значения, возможно, зависящие от момента времени измерения. При равенстве соответствующего множителя нулю замер просто исключается из функционала.

При решении обратной задачи известными параметрами являются результаты фактических замеров перечисленных показателей работы эксплуатационных скважин, а также значения давлений и насыщенных в наблюдательных и пьезометрических скважинах. При этом замеры могут осуществляться на разных скважинах в различные моменты времени и в различных сочетаниях, т. е. по различным скважинам могут замеряться разные параметры или их группы.

Обозначим через \vec{u} вектор управляющих параметров, за счет вариации которых хотим получить совпадение между фактическими и расчетными показателями разработки. В первых работах по идентификации под управляющими параметрами понимались пористость и

проницаемость сеточных блоков. Для простоты изложения в пределах данного раздела под управляющими параметрами можно понимать именно эти искомые величины. Далее по тексту иногда будем уточнять понятие управляющего параметра в каждой конкретной задаче идентификации.

На практике выбор управляющих параметров в задаче идентификации производится следующим образом. При осуществлении моделирования процесса разработки месторождения на основании имеющихся данных устанавливается, какие параметры оказывают наиболее сильное влияние на прогнозные показатели. Нередко они известны с наименьшей точностью. Подобный анализ указывает на параметры, которые следует выбирать в качестве управляющих. Этот шаг соответствует так называемой структурной идентификации.

В случае полной и точной адаптации модели к фактическому состоянию реального пласта значение функционала равнялось бы нулю. Полное совпадение адаптированной модели и реального пласта недостижимо с практической точки зрения, например, вследствие погрешностей в промысловых замерах. Поэтому ставится и решается задача идентификации лишь на основе минимизации функционала (1) с определением специальных условий для остановки итерационного процесса.

Представим функционал (1) в ином виде, удобном для дальнейших рассуждений

$$J(\vec{u}) = \sum_{n=1}^N (\vec{y}^n(\vec{u}) - \vec{Y}^n)^T \Omega (\vec{y}^n(\vec{u}) - \vec{Y}^n), \quad (2)$$

где \vec{Y}^n – вектор замеренных значений (любая комбинация из давлений, обводненности продукции, газонефтяного или водогазового фактора, насыщенности, отметки ГВК в исследуемых скважинах);

$\vec{y}^n(\vec{u})$ – вектор рассчитанных по модели параметров, соответствующий замеренным данным;

N – число временных интервалов замеров;

верхние индексы n и T – номер замера и матричная операция транспонирования, соответственно;

Ω – матрица весовых коэффициентов, при этом обычно задается и используется только главная диагональ данной матрицы; часто диагональные коэффициенты представляют собой обратную величину квадрата среднеквадратичной погрешности замера соответствующего параметра.

Физический смысл матрицы Ω состоит в возможности задания различных весов замерам в целевой функции (2) в соответствии со степенью их достоверности, важностью их воспроизведения и размерностью (единицами измерения) отдельных замеров. Чем больше весовой коэффициент, тем значительнее вклад и влияние соответствующего замера на величину функционала. Как правило, сами значения коэффициентов матрицы Ω определяются экспертно, хотя существуют подходы для их автоматического определения.

Заметим, что на область изменения вектора управляющих параметров обычно налагаются некоторые ограничения как физического, так и смыслового характера:

$$\vec{u}_{min} \leq \vec{u} \leq \vec{u}^{max}. \quad (3)$$

Обозначим систему разностных уравнений в рамках прямой задачи с заданными краевыми условиями одним векторным соотношением (система уравнений прямой задачи):

$$\vec{F}^n(\vec{x}^n, \vec{x}^{(n-1)}, \vec{u}) = 0, \quad n = 1, 2, \dots, N, \quad (4)$$

где

\vec{x}^n – независимые переменные задачи на временном шаге n (давление, насыщенность в ячейках и забойные давления на скважинах), называемые также фазовыми;

N – номер последнего шага прямой задачи.

Прямое (аналитическое) определение вектора управляющих параметров, обеспечивающее минимум функционалу (2) при наличии ограничений (3) и уравнений

Так, например, коэффициент пористости, как правило, не может находиться вне интервала $(0; 0,4)$, а для проницаемости задается определенный диапазон величин, не нарушающий представлений о геологическом строении месторождения. Но в ряде случаев пористость при адаптации может превышать значение 100%, что интерпретируется как необходимость уточнить геологическое строение объекта, а значит, и объем соответствующей сеточной области. Физически подобная ситуация может быть связана с рядом ошибок. Например, с неправильно определенным уровнем водонефтяного контакта или неверным определением толщины пласта.

симулятора (4), в случае модели реального пласта не представляется возможным. Поэтому рассматриваются, в основном, итерационные численные методы.

Автоматизированная адаптация к истории разработки подвергалась интенсивному исследованию в течение, по крайней мере, последних 50 лет. В области методов решения обратных задач имеется большое число высококачественных обзорных работ, включая [6–11].

Недостаточный учет геологических особенностей пласта при автоматизированном решении задач идентификации вызвал широкий практический интерес к адаптации истории разработки в полуавтоматизированном режиме. Ряд коммерческих пакетов прикладных программ, таких как MEPO, Tempest-Enable, tNavigator, SimOpt и др., используют аппроксимацию целевой функции, методы планирования эксперимента, глобальной оптимизации, генетические алгоритмы и методы типа Гаусса-Ньютона на основе коэффициентов чувствительности. Из-за низкой вычислительной эффективности результат существенно зависит от способности инженера-разработчика идентифицировать умеренное число ключевых параметров для использования при адаптации истории. Сохранение пластовой геологии обычно также не контролируется данными алгоритмами. При ошибочном подборе идентифицируемых параметров на реальных примерах возможен даже постоянный рост значения функционала, подвергающегося минимизации.

Методы теории оптимального управления (сопряженные методы) доказали высокую эффективность для крупномасштабных задач адаптации истории, при этом наиболее интенсивные исследования велись в 1990-е гг. Обзор [12] охватывает многие работы, основанные на методах теории оптимального управления.

Соответствующие итерационные алгоритмы имеют высокую скорость сходимости (с использованием квазиньютоновских методов – практически квадратичную в окрестности оптимальной точки), слабо зависящую от начального приближения. Благодаря этому возможен автоматизированный поиск минимума критерия качества (1), начиная с различных начальных приближений, характеризующих разнообразные реализации особенностей геологического строения пласта. В случае сходимости решений с различными начальными приближениями к одинаковому распределению искомым свойств, можно предполагать единственность полученного решения.

Авторы данной статьи прошли большой путь в поиске набора управляющих параметров для решения задач адаптации истории разработки [13]. Старт, как и у большинства исследователей в данной области, начался с поиска коэффициентов пористости, проницаемости. Однако уточнялись не значения в каждой сеточной ячейке отдельно, а множители на «кубы» (массивы значений по ячейкам) коэффициентов пористости и проницаемости (по трем координатным осям) в пределах зон влияния (удельных объемов дренирования) отдельных скважин. В дальнейшем в число идентифицируемых включались и параметры функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Затем решались задачи геометрической идентификации. Так, с использованием высотных отметок вершин сеточных ячеек в так называемой геометрии угловой точки определялись толщины продуктивных слоев; оценивалась площадная конфигурация, например, водоносного горизонта, приуроченного к разрабатываемому месторождению.

В альтернативной постановке вместо геометрической идентификации определялись параметры численных водонапорных областей – аквиферов (например, рассчитываемых по модели Фетковича). Некоторые примеры решения перечисленных задач представлены ниже. Однако все указанные подходы не отслеживают согласованность получаемых значений оцениваемых в обратной задаче параметров с геологической концепцией построения модели пласта. Потенциально возможна коррекция значений управляющих параметров путем отнесения их в область «не геологичных» величин, особенно для коэффициентов проницаемости.

На сегодняшний день большинство моделей продуктивных пластов построены с использованием двухточечной геостатистики для моделирования распределений пористости (иногда и проницаемости) в пределах каждой фации. Как правило, пористость является единственным параметром, определяемым в результате процедуры кригинга или последовательного гауссова моделирования.

В действительности, используемые вариограммы для моделирования свойств пласта являются параметрическими функциями из определенных классов. Для учета пространственной анизотропии распределений свойств пласта различают направленные вариограммы. Для нефтяных и газовых пластов, особенно на ранних стадиях разработки, значения параметров вариограмм обычно крайне неопределенны из-за недостатка данных на малых и средних расстояниях.

В последние годы возникла идея осуществления геологически согласованной адаптации истории разработки [14, 15]. В этом случае постановка обратной задачи

подразумевает использование в качестве управляющих параметров не самих значений пористости и проницаемости ячеек 3D-модели, а параметров анизотропных вариограмм и петрофизических зависимостей «пористость–проницаемость», лежащих в основе соответствующего распределения свойств пласта. На синтетических примерах показана принципиальная возможность восстановления истинных параметров геологической модели благодаря использованию предложенного подхода.

В ряде современных пакетов геолого-гидродинамического моделирования и ансамблевых методов решения задач идентификации сохранение геологической согласованности реализовано в рамках другого подхода, именуемого «Большая петля» (BigLoop). Он подразумевает возможность рассмотрения практически всех ключевых параметров, используемых при построении 3D-модели пласта, в качестве неопределенных и уточняемых в процессе адаптации. Преимуществами являются гибкость и работа с ансамблем реализаций, что позволяет контролировать неопределенность прогнозных и оптимизационных расчетов по мере уточнения модели. Неизбежная плата – огромная емкость вычислений даже в случае использования прокси-моделей, настраиваемых на опорные расчеты с использованием полноценной 3D-модели. В отличие от подобных методов, идея работ [14, 15] состоит в реализации эффективного направленного поиска решения задачи идентификации, при сохранении геологической согласованности модели, с возможностью приближенной оценки неопределенности оцениваемых значений параметров [14].

Математическая постановка задачи регулирования разработки

При традиционном проектировании эффективная система разработки месторождения отыскивается на основе сопоставления экономической прибыли от реализации различных вариантов. Для осуществления оптимизационного процесса требуется задание критерия качества (функционала).

Этот функционал может включать различные экономические и технологические аспекты. Для экономического обоснования

проекта часто используют критерий дисконтированного потока наличности NPV (the Net Present Value), или чистого дисконтированного дохода. Детальный учет всех составляющих данного критерия эффективности сложен. Поэтому часто за критерий эффективности принимается условие достижения максимума дисконтированной накопленной добычи нефти или газа за рассматриваемый период времени. В ряде случаев данный критерий довольно близок к критерию NPV.

Оптимизируемый в данной задаче критерий качества записывается в виде, принципиально отличном от (1):

$$J = \sum_{n=1}^N \frac{\bar{q}_0^n \Delta t^n}{(1 + 0,01r)^{\left(n - \frac{1}{2}\right)}}, \quad (5)$$

где

\bar{q}_0^n – средний дебит (добыча) нефти (газа) за n -й временной интервал Δt , м³/сут;

r – коэффициент дисконтирования за месяц в процентах;

N – число месяцев прогнозного периода.

Дебит (добыча) по месторождению может быть вычислен как сумма дебитов добывающих скважин.

Важными технологическими ограничениями являются ограничения на объем добываемой продукции Q для скважин или групп скважин.

Добыча компонентов может ограничиваться следующими соотношениями:

$$\sum_{m \in G_\gamma} Q_m^{v(n)} \leq Q_{max}^{v(n)}, \quad v = 1, 2, 3, \quad n = 1, 2, \dots, N. \quad (6)$$

Здесь G_γ – множество скважин, объединенных в γ -ю группу в соответствии с технологическим процессом.

Для отдельных скважин может использоваться ограничение на забойное давление. Ограничение снизу

задается на забойное давление для добывающих скважин, а сверху – для нагнетательных.

В функциональном виде уравнения прямой задачи можно представить следующим образом:

$$\begin{aligned}\vec{F}^n(\vec{x}^n, \vec{x}^{(n-1)}, \vec{u}^n) &= 0 \\ \vec{\theta}(\vec{x}^n, \vec{u}^n) &= 0 \\ \vec{v}(\vec{x}^n, \vec{u}^n) &\leq 0,\end{aligned}\tag{7}$$

где два нижних соотношения – матричная запись ограничений на дебиты компонентов в виде равенств и неравенств соответственно, а верхнее – решаемая система уравнений прямой задачи.

Задача оптимального управления разработкой состоит в поиске допустимого управления \vec{u}_f , удовлетворяющего системе ограничений в виде равенств и неравенств (7) таким образом, чтобы доставить максимум целевой функции (5). При этом подразумевается, что процесс разработки описывается системой дифференциальных уравнений теории фильтрации в 3D многофазной постановке.

На практике задачи регулирования существенно отличаются по числу управляющих параметров от задач адаптации истории разработки. В задачах идентификации обычно фигурирует до 3–4 недостаточно достоверно определенных параметров на каждую скважину в модели. Другими словами, определяется по три параметра для каждой скважины. Найти даже это относительно небольшое количество параметров непросто как в вычислительном плане, так и с точки зрения единственности и устойчивости решения. В задачах регулирования число управляющих параметров кратно выше. В каждый допустимый момент регулирования по времени (зададим число таких моментов значением M) возможно независимое определение забойных давлений (альтернативно – дебитов) всех скважин в модели. При этом все управляющие параметры подвержены взаимному влиянию

– интерференции. Оптимальное решение лежит на гиперповерхности, на которой, как минимум, одно из ограничений (6) определено в виде равенства. Соответствующее поведение оптимального решения диктуется фактором дисконтирования добычи в критерии качества (5). Нефть или газ, добытые на 1 месяц позже, менее значимы, чем извлеченные из пласта сейчас. Фактор дисконтирования заставляет увеличивать добычу с самого начала.

Задачи регулирования разработки могут иметь разные цели – например, кратко- и долгосрочные, многокритериальные, часто взаимно конфликтующие. Поэтому формулировка подобных задач отличается относительным разнообразием. Одна из практически важных задач регулирования разработки применительно к нефтегазовой залежи описана выше и заключается в следующем. При заданных ограничениях промышленной инфраструктуры осуществляется максимизация технико-экономического критерия (например, накопленной дисконтированной добычи нефти или газа) за счет применения автоматизированного алгоритма распределения дебитов по добывающим и расходов по нагнетательным скважинам (в случае разработки с поддержанием давления) на каждый интервал прогнозного периода времени.

Традиционно подобная оптимизация осуществляется на уровне целых скважин. Однако, возможна постановка задачи с поинтервальной оптимизацией режимов работы оборудования внутри интеллектуальной скважины – например, если скважина разделена на несколько интервалов притока/закачки активными клапанами ICV (inflow control valve). Тогда возникает задача определения оптимального раскрытия в каждый момент времени каждого из управляющих клапанов независимо. Естественно, что в случае поступления нежелательного флюида, например, воды в добывающую скважину, добыча из обводняющегося интервала должна зажиматься, а добыча по скважине перераспределяться с учетом работы всех интервалов.

Описанные постановки задач и алгоритмы адаптации истории разработки и оптимизации основаны на современных методах теории оптимального управления и реализованы в программном продукте SimMatch – некоммерческом (in-house) симуляторе с опциями автоматизированного решения задач идентификации и регулирования, разрабатываемом в лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов имени С.Н. Закирова Института проблем нефти и газа РАН. В работах [5, 16] на ряде синтетических примеров демонстрируется эффект от его применения совместно с разработанной процедурой геологически согласованной адаптации 3D-модели к истории разработки [14, 15].

При решении задач регулирования разработки модель пласта остается фиксированной. Очевидно, что на решение задачи регулирования сильное влияние оказывают ФЕС, геометрия пласта, ОФП и другие неопределенные параметры.

На практике же соответствующие параметры никогда достоверно не бывают известны. Именно поэтому возникает необходимость совместить две задачи – уточнение строения пласта по фактическим данным эксплуатации месторождения с регулированием разработки. По мере все большего приведения в соответствие прогноза по 3D-модели к происходящим в пласте процессам, решение задачи регулирования приближается к истинному оптимальному решению, соответствующему идеальной модели с достоверно известными свойствами пласта.

Как отмечалось, в качестве эффективного метода геологически согласованной адаптации к данным истории разработки авторами развивается подход, использующий динамические данные добычи для корректировки распределений пористости и проницаемости в согласии с принципами, заложенными при построении геологической модели. Для достижения данной цели значения параметров анизотропной вариограммы и корреляции пористости и проницаемости для каждой фации, а также вариограммы для распределения фаций, уточняются с использованием градиентной процедуры [14, 15]. Одновременно в роли идентифицируемых параметров могут выступать и другие неопределенные входные данные модели: функции ОФП, анизотропия коллекторских свойств, геометрические параметры залежи и др. Рассмотренные выше алгоритмы решения задач оптимального управления разработкой (задач регулирования) используются затем для максимизации заданного технико-экономического критерия. Представленные в работе [16] примеры демонстрируют потенциал применения указанных методов.

Практические примеры применения подхода к идентификации параметров месторождений

На рис. 1 представлена динамика фактических и расчетных значений забойного давления по одной из скважин

подземного хранилища газа (ПХГ) Lauchstädt (Германия) [13]: до адаптации модели и после нее. В результате уточнения ФЕС пласта оценка активных запасов газа в ПХГ уменьшилась на 15%.

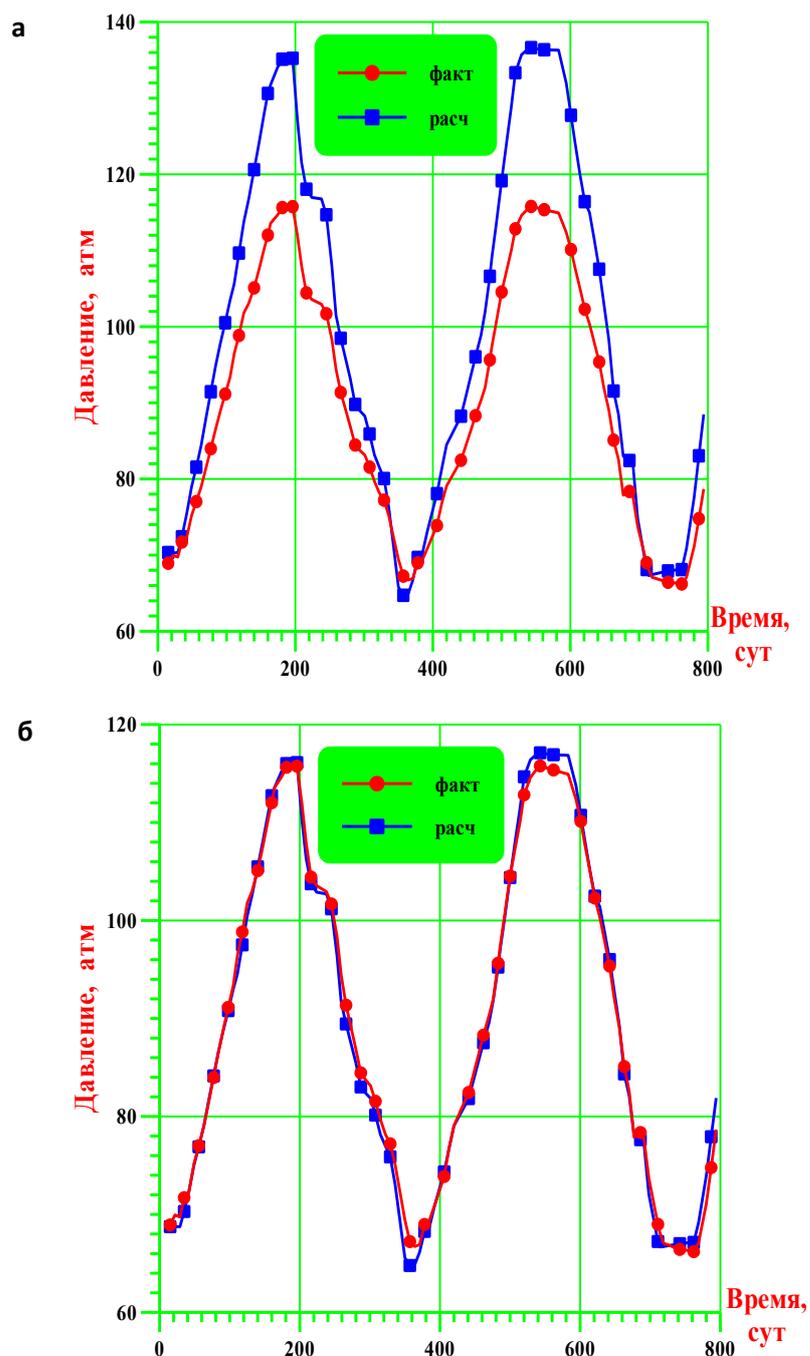


Рис. 1. Фактическая и расчетная динамика забойного давления :
а – до адаптации модели; б – после адаптации модели

Из теории решения обратных задач хорошо известно, что первым, наиболее достоверно определяемым параметром является дренируемый объем. Он определяет наклон кривой изменения давления от времени. А положение по вертикали указанной кривой контролируется проницаемостью пласта. Поэтому привязывать запасы 3D геологической модели к запасам залежи, утвержденным в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, неверно. Реальные запасы дренируемого объекта необходимо оценивать по результатам решения обратной

задачи. Пример с ПХГ Lauchstädt в этом отношении является поучительным.

Как говорилось выше, предложенный подход к адаптации модели может использоваться не только для уточнения ФЕС в уже существующей модели, но и для уточнения геометрических параметров пласта и параметров водоносных бассейнов. На рис. 2 представлены представлена динамика фактических и расчетных значений забойного давления для другой задачи, при решении которой одновременно уточнялись ОФП и геометрия подстилающего водоносного горизонта [13].

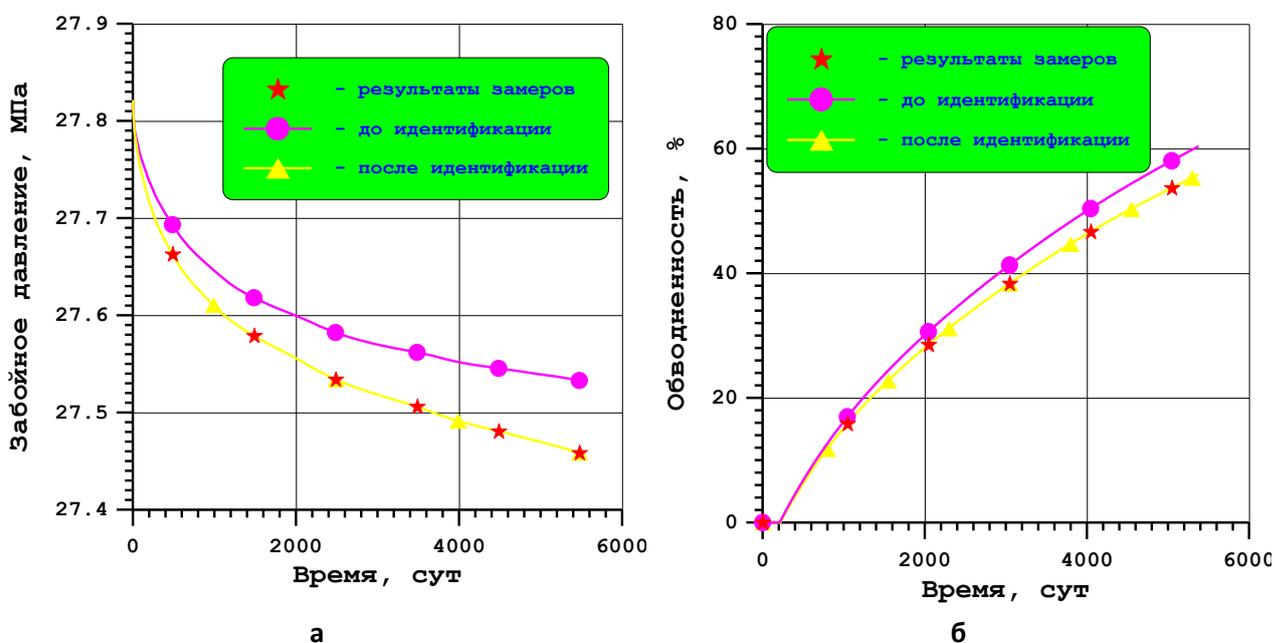


Рис. 2. Фактическая и расчетная динамика забойного давления:
а – до адаптации модели; б – после адаптации модели

На рис. 3 показано изменение значений множителей деформирования модели, отвечающих за трансформацию геометрии аквифера на разных итерациях.

Представленный пример синтетический, и искомые множители были известны априори – они равнялись 1. При единичных значениях множителей была решена задача прогнозирования и определена динамика

значений забойных давлений и обводненности добываемой продукции. Используя эти «замеренные» значения и запуская итерационное решение обратной задачи, исходя из вдвое увеличенных размеров аквифера по двум координатным направлениям на плоскости, на основе обсуждаемого подхода удалось восстановить истинную конфигурацию водоносного пласта.

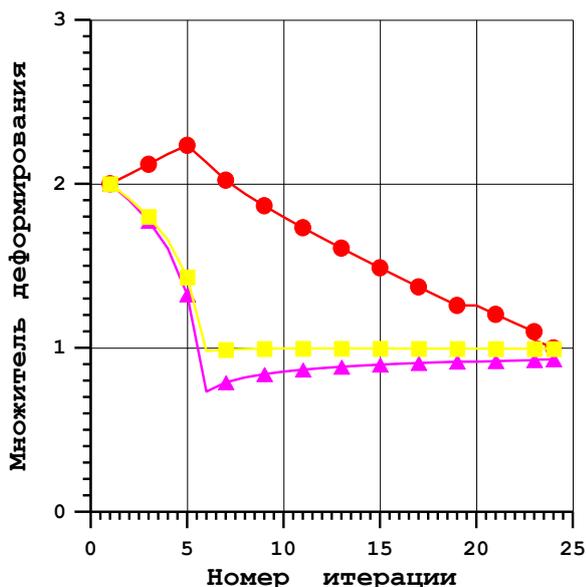


Рис. 3. Динамика значений множителей, отвечающих за изменение геометрии модели на разных итерациях

Из-за ограничений объема статьи авторы не останавливаются подробно на примерах решения задач геологически согласованной адаптации модели, отсылая читателя к публикациям [5, 14–16].

Практические примеры применения подхода к управлению разработкой месторождения

На рис. 4 представлено изменение функционала – критерия качества (5) при

оптимизации разработки уникального месторождения Troll. В качестве альтернативного выступает реализуемый по проекту вариант разработки. В качестве одного из ограничений был задан объем поставки газа потребителям и оптимизировалась добыча нефти при выполнении обязательств по поставке газа. При этом пропускная способность газового трубопровода соответствовала цели по поставкам газа.

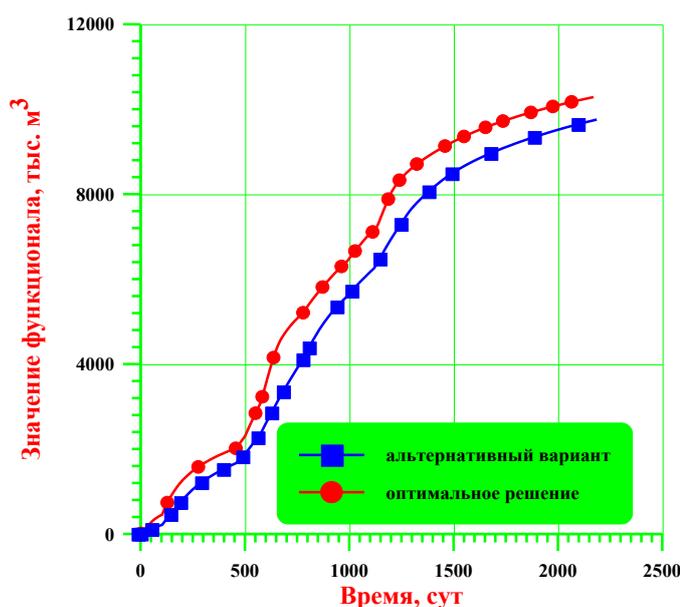


Рис. 4. Критерий качества при оптимизации разработки месторождения Troll

На рис. 5 представлена динамика добычи газа и нефти по двум сопоставляемым вариантам. Как видно из рис. 5а, оптимизация процесса разработки сохранила «полочку» добычи газа, передвинув ее на более ранний срок. Форсирование добычи позитивно сказалось на дисконтированной добыче газа и нефти. Добыча же нефти возросла

в ранние периоды, однако уступила запроектованному варианту позднее. Это также характерно для задач регулирования с рассматриваемым критерием: дисконтирование добычи заставляет ускорять разработку, форсируя добычу. Использование альтернативных критериев позволяет, например, оптимизировать конечные коэффициенты извлечения.

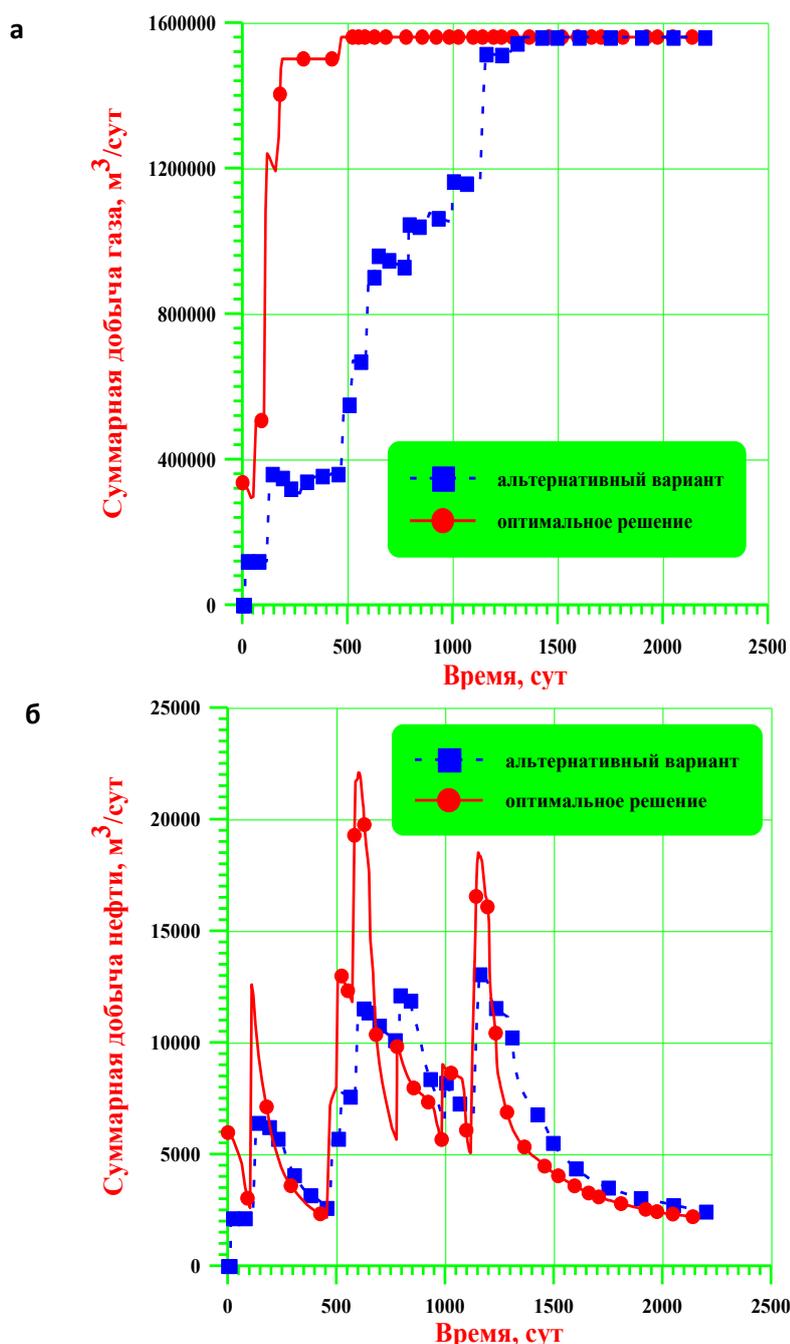


Рис. 5. Динамика добычи по двум вариантам разработки: а – газа; б – нефти

В качестве одного из ограничений был задан целевой объем поставки газа потребителям, определявший пропускную способность газового трубопровода. Как видно из рис. 5а и 5б, оптимизация процесса разработки позволила раньше выйти на полную загрузку доступной газовой инфраструктуры, обеспечивая возможность поддержания более высоких уровней добычи нефти.

На рис. 6 представлены результаты оптимизации процесса разработки для нефтяного месторождения У в России. Рассматриваемый фонд скважин составил несколько десятков. На рис. 6 показаны интегральные показатели по объекту в целом: базовое решение и решение, полученное в результате оптимизации.

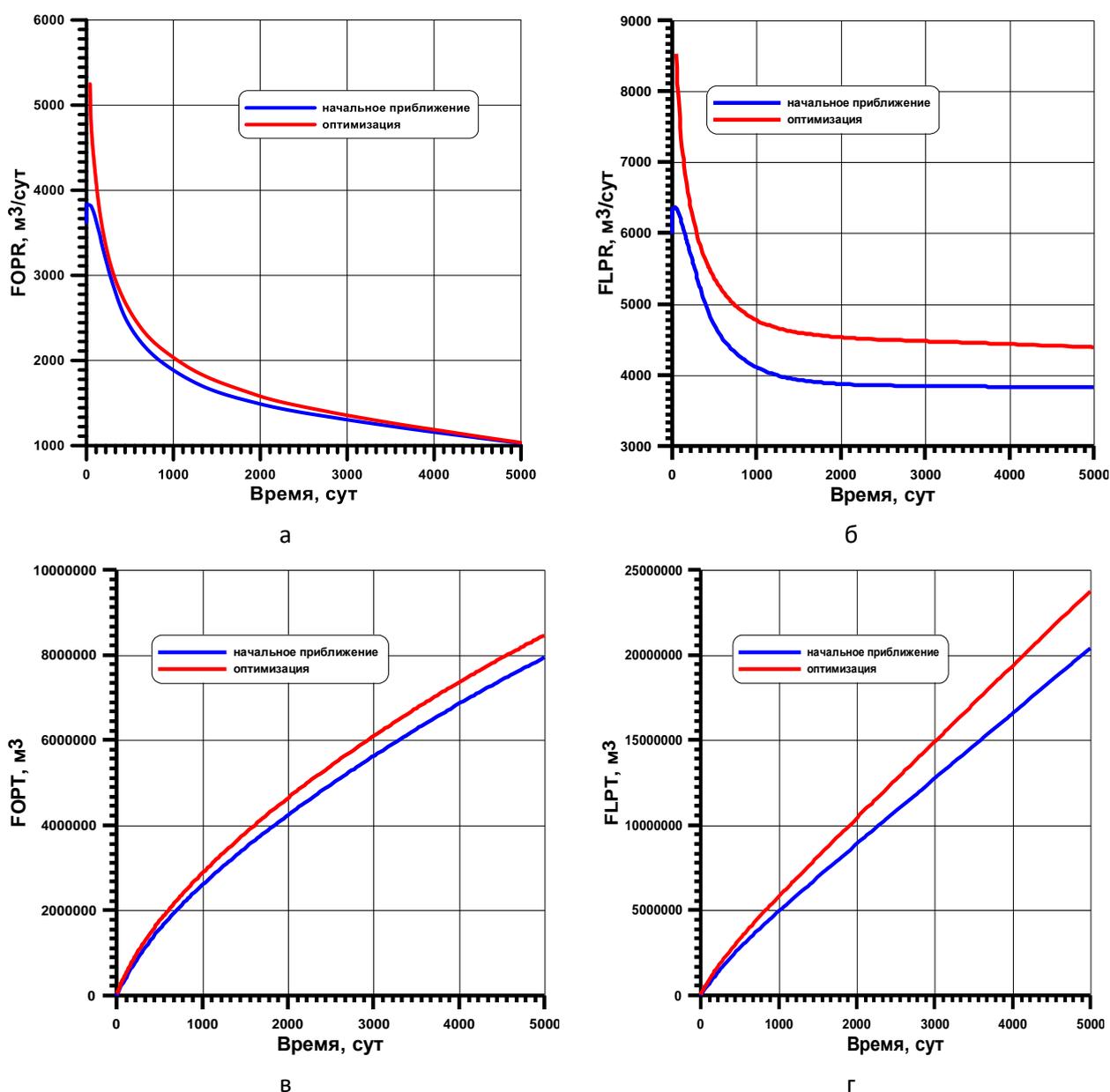


Рис. 6. Прогнозные показатели разработки месторождения У до (—) и после (—) оптимизации:
 а – текущая добыча нефти, б – текущая добыча жидкости, в – накопленная добыча нефти,
 г – накопленная добыча жидкости

Как видно из рисунков, в результате оптимизации обеспечиваются более высокие уровни текущей (FOPR) и накопленной (FOPT) добычи нефти. Такой результат является следствием прироста добычи жидкости (FLPR, FLPT) в больших объемах, чем прирост добычи нефти, но в рамках допустимых ограничений. Это типичная ситуация, когда оптимизация добычи нефти приводит к росту объемов попутно добываемой воды.

Заключение

Регулирование разработки месторождений в замкнутом цикле включает повторяющееся решение обратных задач адаптации и оптимизации на основе 3D геолого-технологической модели с учетом постоянно обновляемой информации о показателях эксплуатации месторождения в целом, отдельных скважин или их интервалов, оборудованных интеллектуальным заканчиванием. Представленные постановки и развиваемые авторами алгоритмы с использованием методов теории оптимального управления обеспечивают

эффективное решение двух рассматриваемых классов обратных задач. Несмотря на формальную некорректность задач с математической точки зрения, апробирование развиваемых подходов на синтетических примерах и использование в практических задачах подтверждает возможность получения достоверных решений. Применение различных форм критерия качества позволяет решать разные задачи в рамках единого математического аппарата, сохраняя геологическую согласованность уточняемой 3D-модели. Необходимые доработки для введения новых компонентов в критерий качества и внесения изменений в программный код находят отражение в развиваемом программном комплексе SimMatch ИПНГ РАН. Практические примеры, представленные в данной статье и приводимых ссылках на другие публикации авторов, демонстрируют возможности рассматриваемого подхода по уточнению параметров разрабатываемых объектов и улучшению показателей эксплуатации конкретных месторождений.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Jansen J.D., Douma S.D., Brouwer D.R. et al. Closed-loop reservoir management // SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. Paper SPE-119098-MS. <https://doi.org/10.2118/119098-MS>
2. Chierici G.L. Economically improving oil recovery by advanced reservoir management // Journal of Petroleum Science and Engineering. 1992. Vol. 8, No. 3. P. 205–219. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90034-X](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90034-X)

3. *Jansen J.D., Brouwer D.R., Naevdal G., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Closed-loop reservoir management // *First Break*. 2005. Vol. 23, No. 1. P. 43–48. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2005002>
4. *Jansen J.D., Durlofsky L., Aziz K., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Preface – Closed-loop reservoir management // *Computational Geosciences*. 2006. Vol. 10, No. 1. P. 1–2. <https://doi.org/10.1007/s10596-005-9015-1>
5. *Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M.* et al. Optimal control of field development in a closed loop // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>
6. *Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N.* Inverse theory for petroleum reservoir characterization and history matching. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
7. *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>
8. *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>
9. *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>
10. *Watson A.T., Wade J.G., Ewing R.E.* Parameter and system identification for fluid flow in underground reservoirs // *Proceedings of the Conference on Inverse Problems and Optimal Design in Industry*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 1994. P. 81–108. https://doi.org/10.1007/978-3-322-96658-2_5
11. *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>
12. *Jansen J.D.* Adjoint-based optimization of multi-phase flow through porous media – A review // *Computers & Fluids*. 2011. Vol. 46, No. 1. P. 40–51. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2010.09.039>
13. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2001. 303 с.
14. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiryayev I.M.* et al. Advanced geologically-consistent history matching and uncertainty evaluation // *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Amsterdam, Netherlands, 29 August – 1 September 2016. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201601812>
15. *Закиров Э.С., Индрупский 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>
16. *Закиров Э.С., Закиров С.Н., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Регулирование разработки нефтяных и газовых месторождений // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018. Вып. 2(21). С. 30. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art30>

Информация об авторах

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, ezakirov@ogri.ru

Даниил Павлович Аникеев – к.т.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, anikeev@ipng.ru

Илья Михайлович Индрупский – д.т.н., заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, i-ind@ipng.ru

Поступила в редакцию 05.07.2023

Application of two classes of inverse problems for optimization and management of the natural hydrocarbon field development process

E.S. Zakirov*, D.P. Anikeev**, I.M. Indrupskiy***

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru, ***i-ind@ipng.ru

Abstract. The article considers two classes of inverse problems in the modeling of hydrocarbon field development: optimization and adaptation of the development history. They jointly form the basis for field development management in a closed loop, based on a constantly updated 3D geological and technological model.

The problems of model adaptation (identification) arise due to the point-by-point measurements and the inaccuracy of determining the initial data on porosity and permeability of the host rocks and other parameters of the deposit when building the 3D model. Such problems are regarded as the inverse ones, because the consequence – field measurements – is used to determine their cause. The problems under consideration are related to the identification of both porosity and permeability of the reservoir and other key parameters that determine the dynamics of development. Geologically consistent formulation ensures that the adapted model retains the original geological principles of the distribution of reservoir properties.

The second class of problems under consideration is the problems of optimization (regulation) of development. One of the sought-after formulations is related to the optimal redistribution of a given target level of production from the field to all production wells in time. In this case, the technological limitations of surface equipment are taken into account. The maximized criterion reflects the economic effect of the asset development.

In this article, without going into details of mathematical realization, the authors consider practical examples of solving these problems using full-scale 3D multiphase filtration models of the real fields. The algorithms based on the current methods of optimal control theory are used, which were developed and implemented by the researchers of Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences in the SimMatch software package and confirmed their effectiveness on numerous synthetic and real examples.

Application and further development of these methods within the framework of a single loop, taking into account continuous information from the entire set of sensors, will significantly increase the efficiency of intelligent wells and field control systems.

Keywords: optimization of development in a closed loop, inverse problems, automated history matching, autoadaptation, geologically consistent history matching, management of field development

Citation: Zakirov E.S., Anikeev D.P., Indrupskiy I.M. Application of two classes of inverse problems for optimization and management of the natural hydrocarbon field development process // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 3(42). P. 130–150. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art9> (In Russ.).

References

1. Jansen J.D., Douma S.D., Brouwer D.R. et al. Closed-loop reservoir management // SPE Reservoir Simulation Symposium. The Woodlands, Texas, USA, 2–4 February 2009. Paper SPE-119098-MS. <https://doi.org/10.2118/119098-MS>

2. *Chierici G.L.* Economically improving oil recovery by advanced reservoir management // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 1992. Vol. 8, No. 3. P. 205–219. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90034-X](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90034-X)
3. *Jansen J.D., Brouwer D.R., Naevdal G., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Closed-loop reservoir management // *First Break*. 2005. Vol. 23, No. 1. P. 43–48. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2005002>
4. *Jansen J.D., Durlofsky L., Aziz K., van Kruijsdijk C.P.J.W.* Preface – Closed-loop reservoir management // *Computational Geosciences*. 2006. Vol. 10, No. 1. P. 1–2. <https://doi.org/10.1007/s10596-005-9015-1>
5. *Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M.* et al. Optimal control of field development in a closed loop // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, 26–28 October 2015. Paper SPE 176642-MS. <https://doi.org/10.2118/176642-MS>
6. *Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N.* Inverse theory for petroleum reservoir characterization and history matching. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
7. *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>
8. *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>
9. *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>
10. *Watson A.T., Wade J.G., Ewing R.E.* Parameter and system identification for fluid flow in underground reservoirs // *Proceedings of the Conference on Inverse Problems and Optimal Design in Industry*. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 1994. P. 81–108. https://doi.org/10.1007/978-3-322-96658-2_5
11. *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>
12. *Jansen J.D.* Adjoint-based optimization of multi-phase flow through porous media – A review // *Computers & Fluids*. 2011. Vol. 46, No. 1. P. 40–51. <https://doi.org/10.1016/j.compfluid.2010.09.039>
13. *Zakirov E.S.* Three-dimensional multiphase problems in forecasting, analyzing and controlling oil and gas field development. Moscow: Graal, 2001. 303 p. (In Russ.).
14. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Shiryayev I.M.* et al. Advanced geologically-consistent history matching and uncertainty evaluation // *ECMOR XV – 15th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery*, Amsterdam, Netherlands, 29 August – 1 September 2016. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201601812>
15. *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>
16. *Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Anikeev D.P.* Oil and gas fields development optimization // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 2(21). P. 30. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art30> (In Russ.).

Information about the authors

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, ezakirov@ogri.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, anikeev@ipng.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, i-ind@ipng.ru

Received 05.07.2023