



Л.С. Бриллиант

канд. техн. наук
академик РАЕН,
член ЦКР-УВС Роснедра
Тюменский Институт нефти и газа¹
генеральный директор
ting@togi.ru



А.С. Завьялов

Тюменский Институт нефти и газа¹
исполнительный директор
ZavialovAS@togi.ru



М.Ю. Данько

Тюменский Институт нефти и газа¹
заместитель генерального
директора по науке
danko@togi.ru



А.О. Елишева

Тюменский Институт нефти и газа¹
директор департамента анализа
и проектирования разработки
нефтегазовых месторождений
ElishevaAO@togi.ru



О.В. Цинкевич

Тюменский Институт нефти и газа¹
заместитель директора департамента
анализа и проектирования разработки
нефтегазовых месторождений
Tsinkevitch@togi.ru

Методика тестирования алгоритмов прокси-моделирования

¹ Россия, 625000, Тюмень, ул. Герцена, 64.

При переходе месторождения в четвертую стадию разработки, когда в добываемой продукции доля воды достигает более 70% и структура остаточных запасов приобретает сложный характер, наиболее экономически целесообразными способами повышения нефтеотдачи являются гидродинамические методы, заключающиеся в изменении сложившейся десятилетиями кинематики потоков посредством перераспределения закачки воды. В такой постановке задачи для выбора оптимального распределения закачки необходимо просчитывать несколько тысяч различных вариантов, и принимать решения в течение месяца, недели или даже суток. Это нерешаемая с точки зрения классических геологогидродинамических моделей задача, расчеты не успевают за сменяющейся за время их проведения гидродинамической картиной месторождения. Именно с этой целью в мировой практике все больше исследователей переходят к прокси-моделированию, как к инструменту оперативного принятия решений для месторождений на последней стадии разработки. С нарастанием интереса к прокси-моделям все более актуальным становится вопрос об оценке их качества. Авторы обосновали критерий качества, которым является предсказательная возможность. Разработана система тестов, позволяющая сравнивать между собой различные алгоритмы прокси-моделирования в единой «системе координат»

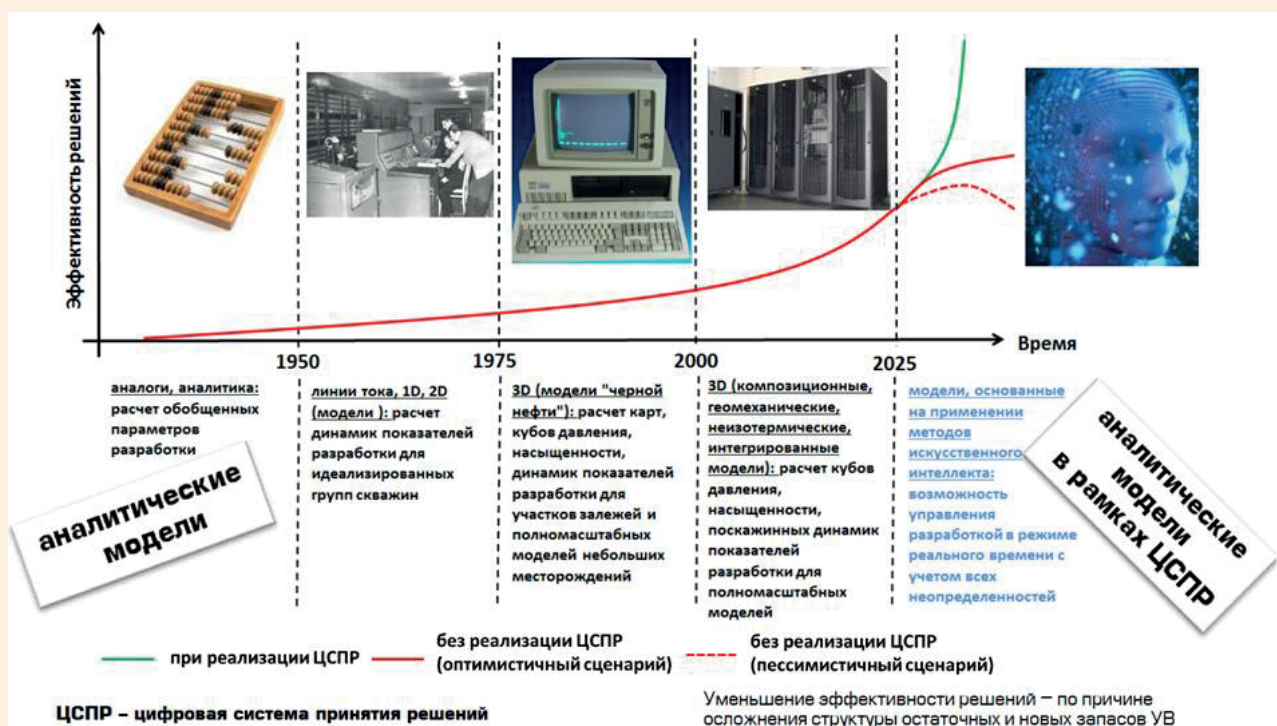
Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, математические методы в нефтяной промышленности, прокси-моделирование, нейронные сети

В практике принятия решений при проектировании разработки месторождений можно выделить определенные циклы и смены парадигм. До 50-х годов прошлого века большинство месторождений находились на ранней стадии разработки, когда для предсказания дебитов нефти достаточно было простых аналитических моделей. В 50-70-е годы активное бурение закончилось, месторождения вышли на вторую стадию, появилась необходимость предсказывать динамику падения добычи и эффект от системы ППД. Для решения таких задач находят применение более сложные методики, основанные на линиях тока и аналитическом решении упрощенных уравнений гидродинамики. Переход на третью стадию падающей добычи поставил новую задачу - предсказывать места локализации остаточных подвижных запасов. Это стало возможным с появлением трехмерных геолого-гидродинамических моделей, переживавших свой бум в двухтысячные годы. Можно отметить, что эти циклы длились в среднем по 25 лет и сейчас намечается новая смена парадигмы, месторождения переходят на четвертую стадию разработки с высокой обводненностью и сложной структурой остаточных запасов нефти. В новых условиях решение прямой задачи геолого-гидродинамического моделирования теряет свою эффективность. Например, для четвертой наиболее действенным и экономически целесо-

образным методом повышения добычи является изменение кинематики потоков регулированием закачки воды. Для выбора оптимального режима необходимо просчитывать несколько тысяч различных вариантов и принимать решения в течение месяца, недели или даже суток. Это нерешаемая сточки зрения классических геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) задача, расчеты не успевают за сменяющейся за время их проведения гидродинамической картиной месторождения. Именно с этой целью в мировой практике все больше исследователей переходят к прокси-моделированию, как к инструменту оперативного принятия решений для месторождений на последней стадии разработки. По мнению авторов настоящей работы, пионером в этой области можно назвать профессора техасского университета Ларри Лейка с его концепцией объемнорезистивных моделей - CRM (capacity resistive model) [1], появившейся в 2002 г. К настоящему времени происходит увеличение количества и сложности различных концептов. Прокси-моделирование переживает ту же стадию, что и 3D ГДМ в начале девяностых, когда происходил диалектический переход количества появлявшихся моделей в их качество.

Вот почему уже в ближайшее время следует ожидать сокращения числа концептов, активную коммерциализацию наиболее успешных и юридического закрепления их статуса. Именно

Рис. 1. Предполагаемое дальнейшее увеличение эффективности принятия решений при помощи методов прокси-моделирования и центральной системы принятия решения - ЦСПР (по Т.А. Поспеловой)



Тест	Название	Описание
SPE1	Моделирование пластов в рамках модели black-oil	Две скважины в упрощенной трехслойной сетке с неоднородной проницаемостью по вертикали
SPE2	Моделирование конусообразования для трехфазных задач	Измельченная сетка около добывающей скважины
SPE3	Обратная закачка газа в пласт с ретроградным конденсатом	—
SPE4	Закачка пара	—
SPE5	Моделирование смешивающего вытеснения	—
SPE6	Моделирование двойной пористости	—
SPE7	Моделирование горизонтальных скважин	Скважина размещается в неравномерной регулярной сетке, имеется нагнетательная ННС, для моделирования закачки
SPE8	Техника построения сетки при моделировании	Две сетки, классическая равномерная регулярная из SPE1, и неравномерная нерегулярная, проводится сравнение динамики двух моделей
SPE9	Усложненная проверка симулятора black-oil	Наклонный пласт с законтурной областью и батареей добывающих скважин

Таблица 1.
Описание тестов SPE для гидродинамических симуляторов

в контексте ожидаемых изменений необходима разработка системы тестирования для выбора наилучших методов прокси-моделирования - так, как это произошло с гидродинамическими симуляторами с появлением знаменитых тестов SPE [2] для анализа ГДМ, представленных в **табл. 1**. Основная идея этих тестов - проверка решений конечно-разностных уравнений с заранее известными аналитическими решениями. Для прокси-моделей эти тесты не подходят, поскольку они предназначены для совершенно других задач. Именно поэтому авторы публикации пришли к пониманию создания единой эталонной системы проверки, позволяющей объективно сравнивать различные методы прокси-моделирования. В перспективе это позволит применять прокси-модели в практике ЦКР для составления проектно-технологической документации по месторождениям, находящим-

ся на последней стадии разработки, в частности, проектирования гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Концепция тестов и методика тестирования

Основное отличие прокси-моделирования от классических ГДМ заключается в том, что решается не прямая, а обратная задача гидродинамики, т.е. параметры модели подбираются для достижения адаптации, зачастую не опираясь на физичность. Можно достигнуть идеальной адаптации, но на прогноз такая модель может не работать. Это приводит к тому, что основным критерием надежности прокси-моделей является не качество адаптации, а ее предсказательная способность. Подробно достижение хорошей адаптации при плохом прогнозе описано на примере метода INSIM [3] в статье

Таблица 2.
Описание предлагаемых тестов для анализа алгоритмов прокси-моделирования

Уровень	Модель	Описание
1	Test SI Lvl 1.1	Простая фильтрационная модель со случайным изменением закачки. Две скважины - добывающая и негнетательная
	Test SI Lvl 1.2	Простая фильтрационная модель со случайным изменением закачки - 8 скважин (четыре нагнетательных и четыре добывающих)
2	Test SI Lvl 2.1	Модель Test SI Lvl 1.2 с изолированной добывающей скважиной (разлом)
	Test SI Lvl 2.2	Модель Test SI Lvl 1.2 с изолированной нагнетательной скважиной (разлом)
3	Test SI Lvl 3.1	Модель Test SI Lvl 1.2 и случайное изменение забойного давления на добывающих скважинах
	Test SI Lvl 3.2	Модель Test SI Lvl 1.2 и случайные широкополосные шумы на результатах расчетов по жидкости и закачке
	Test SI Lvl 3.3	Модель Test SI Lvl 1.2 и случайные тональные шумы на результатах расчетов по жидкости и закачке
	Test SI Lvl 3.4	Модель Test SI Lvl 1.2 и автоГПП
	Test SI Lvl 3.5	Модель Test SI Lvl 1.2 и остановки скважин
4	Test SI Lvl 4	Синтетическая модель с большим количеством скважин

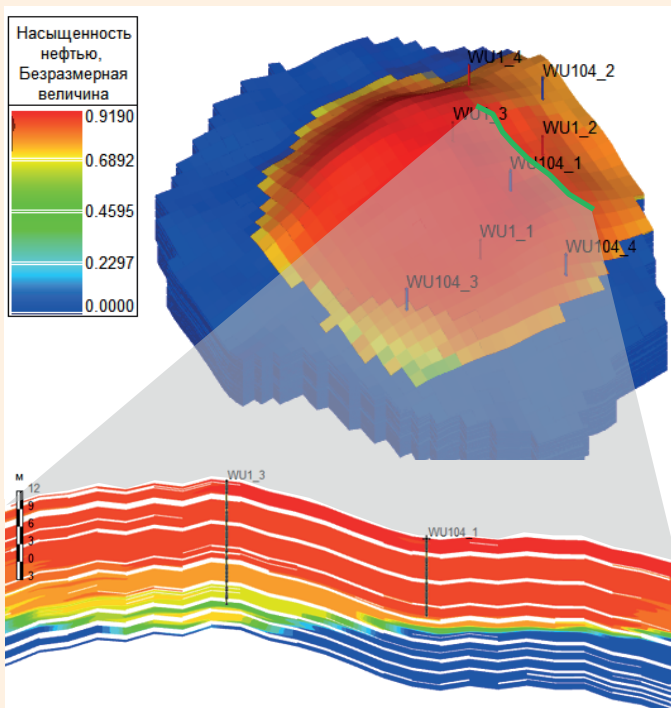


Рис. 2.
Внешний вид эталонной гидродинамической модели

[4]. По этой причине на этапе прохождения тестов предлагается сравнивать решения прокси-моделей с результатами гидродинамического моделирования. При этом качество настройки на историю важно, но в меньшей мере как предсказательная способность, поэтому тесты необходимо разбить на две части: проверка качества адаптации и предсказательной способности.

Тестируемые возможности алгоритмов прокси-моделирования:

1. Поиск очевидных зависимостей дебита жидкости от закачки (базовый уровень).
2. Выявление случаев отсутствия взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами.
3. Проверка прокси-модели на устойчивость к качеству исходных данных, например, накладываются случайные широкополосные или тональные шумы на фактическую динамику.
4. Проверка на воспроизведение сложных физических зависимостей, например, эффект авто-ГРП и эффект Жамена.
5. Проверка на устойчивость решений к запускам и остановкам скважин. Эта простая задача для ГДМ, основанных на уравнениях материального баланса, но достаточно сложная для прокси-моделей, основанных на феноменологических подходах.

По этим задачам предлагается 10 тестов, приведенных в табл. 2.

Критерии проверки качества адаптации

прокси-модели исторически можно взять из регламента ЦКР по оценке качества построения геолого-гидродинамических моделей. [5]. Однако поскольку требования к качеству прогноза для четвертой стадии разработки в силу высокой обводненности и решаемых прокси-моделью задач, очевидно, должны быть выше, предлагается добавить несколько новых пунктов, связанных с адаптацией по отдельным скважинам и сонаправленностью трендов динамики факта и модели. Предлагаются следующие критерии:

1. Допустимый коридор отклонений по дебиту жидкости:

- a) за всю историю в целом по изучаемому участку - 5%;
- b) по отдельным скважинам - 20%;
- c) по отдельным скважинам за год, предшествующий прогнозу - 10%;
- d) повторение трендов добычи по отдельным скважинам - >50% трендов;

2. Задается допустимый коридор по обводненности в относительных величинах - (факти-ческая-расчетная/фактическая)-100%:

- a) за всю историю в целом по изучаемому участку - 5%;
- b) по отдельным скважинам - 20%;
- c) по отдельным скважинам за год, предшествующий прогнозу - 10%;
- d) проверяется повторение трендов обводненности по отдельным скважинам - >50% трендов;

3. Проверка по дебитам нефти:

- a) за всю историю в целом по изучаемому участку - 5%;
- b) по отдельным скважинам - 20%;
- c) по отдельным скважинам за год, предшествующий прогнозу - 10%.

Модель считается настроенной при адаптации 80% скважин. Адаптированной скважина считается только при выполнении всех критериев адаптации для жидкости, обводненности и дебиту нефти.

Описание модели

Рассмотрим базовую модель для всех случаев из табл. 2. Она представляет собой изолированную залежь, подстилаемую водой, средняя проницаемость - 200 мД, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина - 10 м. Основные параметры приведены в табл. 3.

Расположение добывающих и нагнетательных скважин специально сделано неидеальным, что можно увидеть на карте плотности остаточных подвижных запасов нефти (рис. 3). Нагнетательная скв. WU104_1 поддерживает давление, но оттесняет «целик» нефти от скв. WU1_3. Если по скв. WU104_1 снизить закачку, то дебит

Параметры	Значения
Средняя общая толщина, м	21
Средневзвешенная нефтенасыщенная толщина, м	10
Коэффициент пористости, д.ед.	0,20
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,82
Проницаемость, мкм ² 10 ⁻³	200,0
Расчлененность	10
Начальное пластовое давление, МПа	24,0
Вязкость нефти в пластовых условия, мПас	2,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,8
Абсолютная отметка ВНК, м	- 2190,0
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	1,24
Давление насыщения нефти газом, МПа	2,0
Газосодержание нефти, м ³ /м ³	40
Вязкость воды в пластовых условиях, мПас	1
Сжимаемость, 1/МПа10 ⁻⁴	
нефти	9,7
воды	4,4
пористой среды	
Коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом (водой), д.ед.	0,65
Остаточная нефтенасыщенность, д.ед	0,29

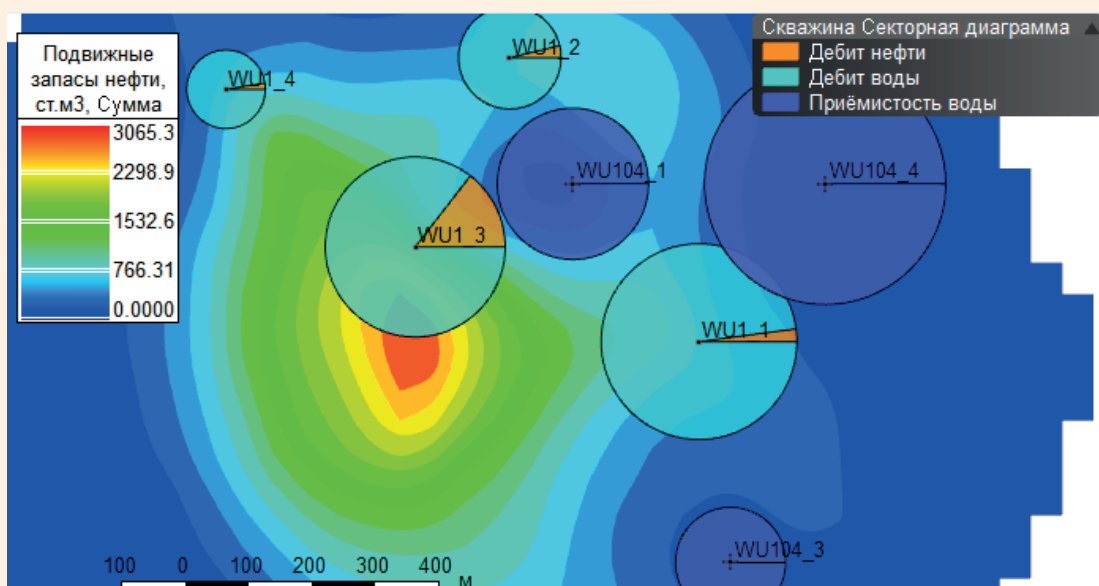
Таблица 3.
Основные параметры эталонного объекта

жидкости упадет, но обводенность снизится. Таким образом, существует оптимальный баланс отбора и закачки. Динамика добычи, закачки и обводненности по скважинам представлена на рис. 4-5.

Пример адаптации прокси-модели

Представленный алгоритм тестирования адаптации был применен к анализу прокси-модели, созданной специалистами ООО «ТИНГ», основанной на искусственных нейронных сетях. Детально с алгоритмом можно ознакомиться в работе [6]. Пример оценки качества адаптации представлен на *рис. 6* и в *табл. 4*.

Рис. 2.
Расположение скважин на карте плотности остаточных подвижных запасов по модели Test SI Lvl 1.2 (4 добывающих скважины и 4 нагнетательных) на дату, предшествующую прогнозу



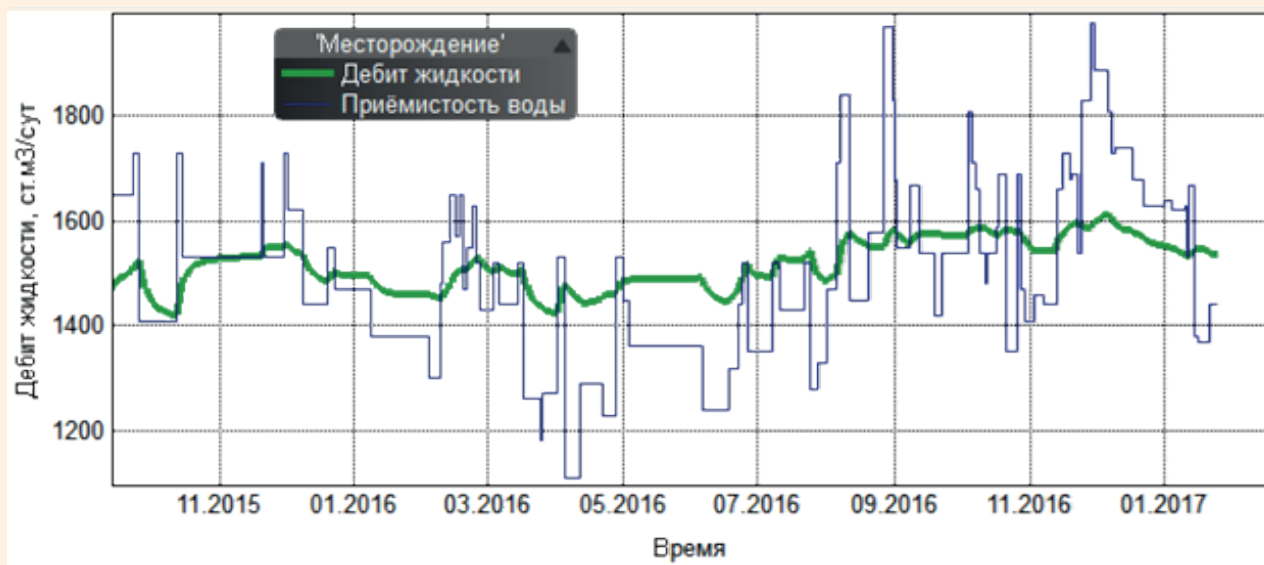


Рис. 4.
Пример динамики суммарного дебита жидкости и приемистости по модели Test SI Lvl 1.2

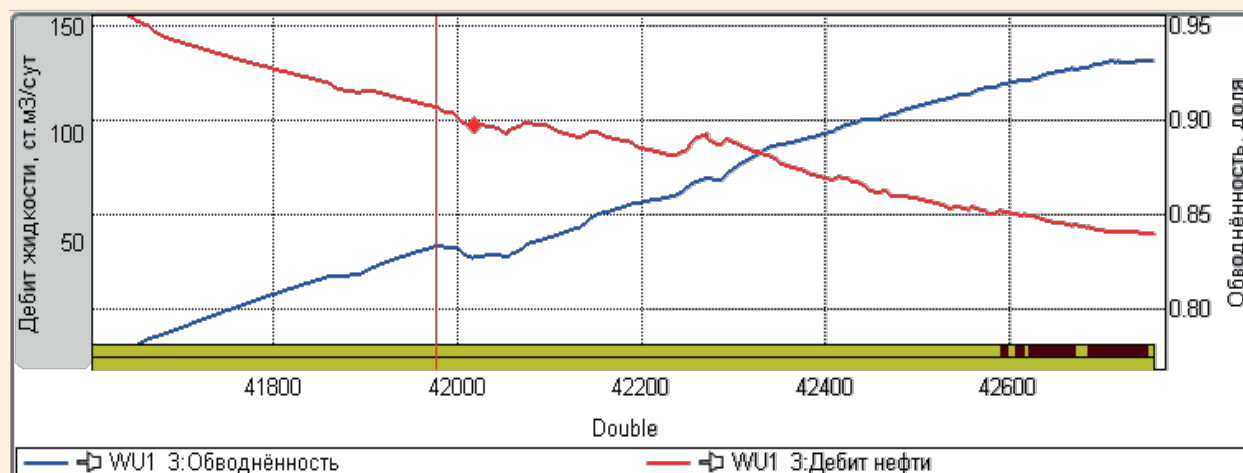
Применение алгоритмов оптимизации для выбора наилучшего варианта распределения закачки

Преимущество прокси-моделирования над ГДМ заключается в возможности рассчитывать тысячи или даже десятки тысяч различных сценариев распределения закачки и добычи за кратно меньшее время. На *рис. 7* приведена зависимость дебита нефти по добывающей скважине от изменения приемистости по двум нагнетательным. Зависимость имеет трехмерный вид: если нагнетательных скважин четыре, то зависимость уже четырехмерная, для месторождения со 100 нагнетательными скважинами зависимость 101-мерная. Путем простого перебора невозможно найти максимум на столь сложной функции, необходимо перебрать

миллиарды комбинаций, поэтому используются специальные методы, которые условно можно разделить на два класса: точные и приближенные. Точные методы позволяют получать гарантированно оптимальные решения, но только для задач относительно малой размерности из-за экспоненциального роста количества операций, необходимых для получения решения. К этим методам относятся метод полного перебора, методы направленного перебора, динамическое программирование, методы линейного программирования.

Эвристические методы основаны на использовании для решения задач оптимизации стохастических методов, среди которых есть как простые по реализации методы случайного поиска, так и сложные эвристические и метаэвристические методы, основанные на некоторых

Рис. 5.
Пример динамики обводненности и дебита нефти по скважине WU1_3 модели Test SI Lvl 1.2



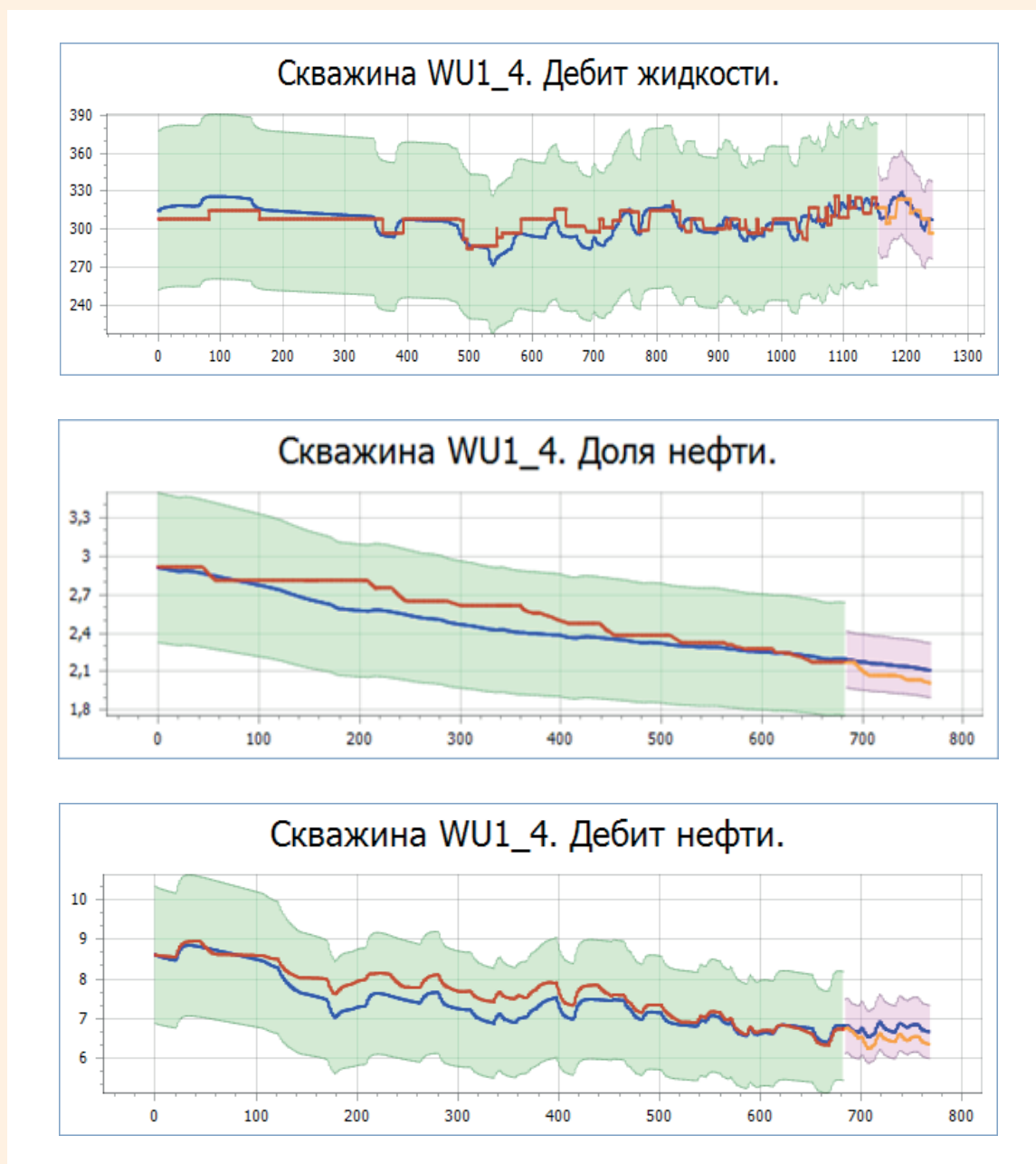


Рис. 6.
Пример адаптации по скважине №WU1_1 модели Test SI Lvl 1.2

природных механизмах и законах [7] (эволюционные алгоритмы, роевые алгоритмы, алгоритм имитации отжига и другие). Стохастические методы позволяют находить решение, достаточно близкое к оптимальному, за приемлемое время.

Анализ прогнозных сценариев

Как уже отмечалось, проверка предсказательной способности алгоритмов и поиск наилучшего варианта являются основными задачами прокси-моделирования. От приспособленности алгоритма к решению оптимизационной задачи напрямую будет зависеть его

Таблица 4.
Пример адаптации по скважине №WU1_1 модели Test SI Lvl 1.2

	Ошибка адаптации, %		
	Жидкость	Доля нефти	Дебит нефти
Вся выборка	1,7	3,9	3,9
На предпрогноз	1,6	1,8	1,8

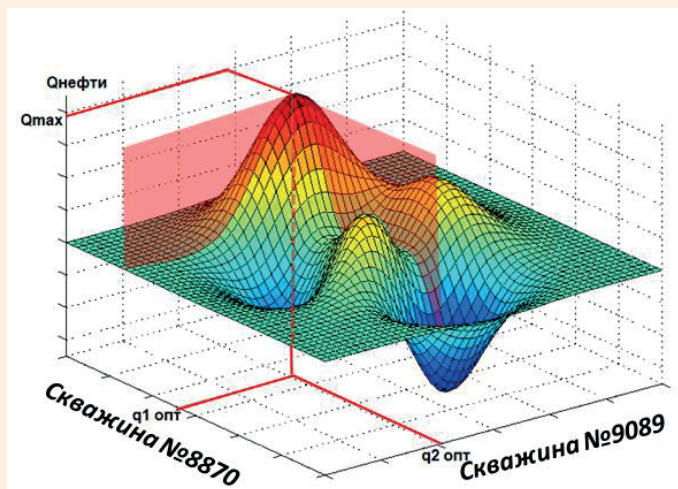


Рис. 7.
Пример изменения дебита нефти от приемистостей по окружающим нагнетательным скважинам

эффективность.

Предлагается следующий алгоритм проверки эффективности решения оптимизационной задачи для тестов уровня 1-3 из табл. 2:

1. Рассчитывается базовый вариант с пролонгацией текущего значения приемистости на прогноз (var base).

2. На синтетических моделях уровня 1-4 проводят многовариантные расчеты с различными случайными комбинациями приемистостей по нагнетательным скважинам.

3. Из множества случайных вариантов выбирается наиболее часто встречающееся значение добычи нефти, вариант varst.aver. Рекомендуется выбирать среднестатистическое значение из распределения, как показано на

рис. 8. Количество вариантов со случайным распределением должно обеспечивать возможность уверенного построения распределения.

4. Выбирается лучший из набора случайных расчетов Var Opt.

5. Проводится адаптация прокси-модели и решается оптимизационная задача в той же модели ограничений что и гидродинамические многовариантные расчеты.

6. Полученные по результатам решения оптимизационной задачи режимы работы нагнетательных скважин подставляются в гидродинамическую модель и рассчитывается новый вариант - Var Proxu.

7. Проводится сопоставление расчетной добычи нефти по всем вариантам.

Модель ограничений

1. Для всех моделей и ГДМ и прокси-расчеты выполняются для единой постоянной суммарной приемистости по всем вариантам, например для предпрогнозного значения суммарной закачки.

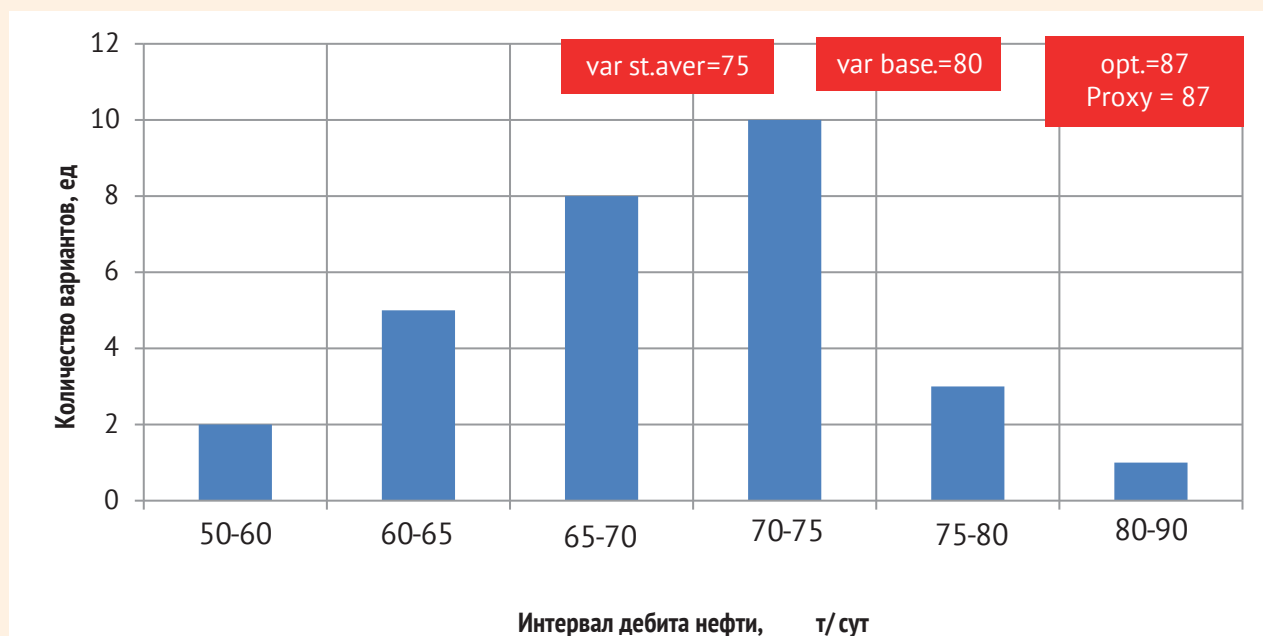
2. Ограничения минимальной и максимальной приемистости по нагнетательным скважинам должны быть едиными для ГДМ и прокси-модели.

3. Ограничения дебита жидкости по добывающим скважинам должны быть едиными для ГДМ и прокси-модели (например, добыча жидкости по скважинам не должна превышать максимальную за период адаптации прокси-модели).

Критерий успешности теста оптимизационной задачи

Тест можно считать успешным при выполне-

Рис. 8.
Распределение прогнозного дебита нефти по многовариантным расчетам (модель 1.2)



Уровень	Модель	Описание	Успешность оптимизации
1	Test SI Lvl 1.2	Простая фильтрационная модель со случайным изменением закачки - 8 скважин (четыре нагнетательных и четыре добывающих)	+
2	Test SI Lvl 2.1	Модель Test SI Lvl 1.2 с изолированной добывающей скважиной (разлом)	+
	Test SI Lvl 2.2	Модель Test SI Lvl 1.2 с изолированной нагнетательной скважиной (разлом)	+
3	Test SI Lvl 3.1	Модель Test SI Lvl 1.2 и случайное изменение забойного давления на добывающих скважинах	—
	Test SI Lvl 3.2	Модель Test SI Lvl 1.2 и случайные широкополосные шумы на результатах расчетов по жидкости и закачке	+
	Test SI Lvl 3.3	Модель Test SI Lvl 1.2 и случайные тональные шумы на результатах расчетов по жидкости и закачке	+
	Test SI Lvl 3.4	Модель Test SI Lvl 1.2 и автоГРП	+
	Test SI Lvl 3.5	Модель Test SI Lvl 1.2 и остановки скважин	—
4	Test SI Lvl 4	Синтетическая модель с большим количеством скважин	

Таблица 5.
Анализ результатов решений оптимизационной задачи

нии следующих условий:

1. Результаты прогноза суммарного дебита нефти по *VarOpt* и прокси-модели не должны отличаться более чем на **20%**.

2. Рассчитанный суммарный прогнозный дебит нефти по *VarProху* не должен быть меньше 10% от *VarOpt*.

3. Оптимальные режимы работы нагнетательных скважин, полученные на прокси-модели, должны обеспечивать вариант лучший, чем базовый и наиболее вероятный (среднестатистический), т.е. суммарный по скважинам дебит нефти в *VarProху* должен быть больше *Var st.aver* и *Var base*.

Удобно проводить сопоставление по графику на рис. 8, где представлен анализ решения оптимизационной задачи по модели *Test SI Lvl 1.2*. Всего было рассчитано 29 вариантов для выбора наилучшего и наиболее вероятного. Текущий режим лучше, чем большинство случайных. Оптимальный режим, посчитанный на ГДМ и прокси, совпал, что говорит о том, что оптимизационная задача нашла наилучшее решение без необходимости проведения трудозатратных расчетов.

В **табл. 5** представлены результаты тестирования прокси-модели, основанной на искус-

ственных нейронных сетях [6]. Как видим, большинство предлагаемых тестов модель успешно проходит, за исключением двух из 10 сценариев из **табл. 2**, это случайное изменение забойного давления и продолжительная остановка добывающих скважин. Таким образом, изученный концепт может быть рекомендован для проектирования гидродинамических методов регулирования разработкой, если обеспечены относительно устойчивые режимы работы добывающего фонда.

Выводы

Методология объективной оценки позволит сравнивать между собой различные алгоритмы прокси-моделирования в единой «системе координат», что позволит усилить конкурентную борьбу различных школ и обеспечит переход большого количества существующих алгоритмов в их качество. Если предложенная в этой работе система тестов будет принята большинством исследователей, то открываются новые возможности применения прокси-моделей в практике ЦКР для обновления наилучших прогнозных вариантов и режимов закачки в проектных документах.

Литература

1. Albertoni, Alejandro & Lake, Larry. (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering- SPE RESERV EVAL ENG. 6. 16-10.2118/83381-PA.
2. Программное обеспечение для гидродинамического моделирования месторождений, основные функциональные и технические требования. Национальный стандарт РФ. Доступно на: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293762/4293762865.pdf> (обращение 05.08.2020).
3. Zhao, Hui & Kang, Zhijiang & Zhang, Xiansong & Sun, Haitao & Cao, Lin & Reynolds, Albert. (2015). INSIM: A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application. Society of Petroleum Engineers- SPE Reservoir Simulation Symposium 2015. 1. 10.2118/173213-MS.
4. Нехорошкова А.А., Данько М.Ю., Завьялов А.С., Елишева А.О. Критический анализ метода прокси-моделирования INSIM-FT (Interwell Numerical SimulationFront Tracking models) на синтетических моделях и реальном месторождении//Нефть. Газ. Новации. 2019. № 12. С. 49.

5. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС. Протокол ЦКР Роснедр по УВС № 5370 от 19.04.2012. Доступно на: <https://pandia.ru/text/80/131/57300.php> (обращение 05.08.2020).
6. Бриллиант Л.С., Комягин А.И. Формализованный подход к управлению заводнением нефтяного месторождения//Нефть. Газ. Новации. 2016. №2. С. 32-37.
7. Карпенко А.П. Современные алгоритмы поисковой оптимизации. Алгоритмы, вдохновленные природой. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана. 2017. 446 с.

UDC 622.276

L.S. Brilliant, PhD, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, General Director of Tyumen Institute of Oil and Gas¹, ting@togi.ru

A.S. Zavyalov, Executive Director of Tyumen Institute of Oil and Gas¹, ZavialovAS@togi.ru

M.Yu. Danko, Deputy General Director for Science of Tyumen Oil and Gas Institute¹, danko@togi.ru

A.O. Elisheva, Director of the Department for Analysis and Design of Oil and Gas Fields Development of Tyumen Oil and Gas Institute¹, ElishevaAO@togi.ru

O. V. Tsinkevich, Deputy Director of the Department for Analysis and Design of Oil and Gas Field Development of Tyumen Oil and Gas Institute¹, Tsinkevitch@togi.ru

¹64 Gerzen str, "City-Center", 10-11 floors, Tyumen, 625000, Russia.

Procedure of proxy modelling algorithms testing

Abstract. When the field reaches the fourth phase of development, water content in production exceeds 70%, and structure of remaining reserves becomes complex, hydrodynamic methods are the most economic ways to increase oil recovery are hydrodynamic methods. Essentially, they are aimed at changing kinematics of flows that took their shape over decades, by means of redistribution of water injection. In this statement of the problem to select the optimal distribution of injection, it is necessary to compute several thousand different scenarios and make decisions within a month, week or even a day. This task has no solutions from the point of view of classical geological and hydrodynamic models, as the calculations do not keep up with the hydrodynamic pattern of the field, which changes faster than calculations occur. It is for this purpose that more and more researchers in the world are moving to proxy-modelling as a tool of in-process decision-making for the near-depleted fields. As interest in proxy models grows, the issue of their quality assessment becomes topical. The authors justified the quality criterion, which is a predictive power. They prepared a system of tests that allows comparing different proxy-modelling algorithms within a single "coordinate system".

Keywords: oil field development; mathematical methods in petroleum industry; proxy-modelling; neural network.

References

1. Albertoni, Alejandro & Lake, Larry. (2003). Inferring Interwell Connectivity Only From Well-Rate Fluctuations in Waterfloods. SPE Reservoir Evaluation & Engineering-SPE RESERV EVAL ENG. 6. 6-16.10.2118/83381-PA.
2. *Programmnoe obespechenie dlia gidrodinamicheskogo modelirovaniia mestorozhdenii, osnovnye funktsional'nye i tekhnicheskie trebovaniia. Natsional'nyi standart RF* [Software for reservoir simulation, basic functional and technical requirements. National standard of the Russian Federation]. Available at: files.stroyinf.ru/Data2/1/4293762/4293762865.pdf (accessed 5 August 2020).
3. Zhao, Hui & Kang, Zhijiang & Zhang, Xiansong & Sun, Haitao & Cao, Lin & Reynolds, Albert. (2015). INSIM: A Data-Driven Model for History Matching and Prediction for Waterflooding Monitoring and Management with a Field Application. Society of Petroleum Engineers- SPE Reservoir Simulation Symposium 2015. 1. 10.2118/173213-MS.
4. Nekhoroshkova A.A., Dan'ko M.Iu., Zav'ialov A.S., Elisheva A.O. *Kriticheskii analiz metoda proksi-modelirovaniia INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking models) na sinteticheskikh modeliakh i realnom mestorozhdenii* [Critical analysis of the INSIM-FT (Interwell Numerical Simulation Front Tracking models) proxy modeling method on synthetic models and a real field] *Neft'. Gaz. Novatsll* [Oil. Gas. Innovations], 2019, no. 12, p. 49.
5. *Vremennyi reglament otsenki kachestva i priemki trekhmernykh tsifrovyykh geologo-gidrodinamicheskikh modelei, predstavliaemykh pol'zovateliami nedr v sostave tekhnicheskikh proektov razrabotki mestorozhdenii uglevodorodnogo syr'ia na rassmotrenie TsKR Rosnedr po UVS. Protokol TsKR Rosnedr po UVS № 5370 ot 19.04.2012* [Temporary regulations for assessing the quality and acceptance of three-dimensional digital geological and hydrodynamic models submitted by subsoil users as part of technical projects for the development of hydrocarbon deposits for consideration by the Rosnedra Central Commission for Hydrocarbon Resources. Minutes of the Central Committee of the Russian Agency for Natural Resources and Environmental Protection No. 5370 dated 19.04.2012.]. Available at: <https://pandia.ru/text/80/131/57300.php> (accessed 5 August 2020).
6. Brilliant L.S., Komiagin A.I. *Formalizovannyi podkhod k upravleniiu zavodneniem nefyanogo mestorozhdeniia* [Formalized approach to oil field waterflooding management]. *Neft'. Gaz. Novatsll* [Oil. Gas. Innovations], 2016, no. 2, pp. 32-37.
7. Karpenko A.P. *Sovremennyye algoritmy poiskovoi optimizatsii. Algotmy, vdokhnovlennyye prirodoi* [Modern algorithms for search engine optimization. algorithms inspired by nature]. Moscow: MGTU Publ., 2017, 446 p.