

АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ПО СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОМУ МОНИТОРИНГУ ПРОЦЕССА ИССЛЕДОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ 3D КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Э.С. Закиров, И.М. Индрупский, С.Н. Закиров, И.В. Васильев,
Д.П. Аникеев, Т.Н. Цаган-Манджиев
ИПНГ РАН, e-mail: ezakirov@ogri.ru

Введение

Традиционная методология интерпретации результатов исследований скважин обычно базируется на использовании разных аналитических решений прямых задач. Однако класс задач, для которых возможно применение точных аналитических решений, не отвечает всем потребностям теории и практики. Поэтому важным шагом в интерпретации результатов исследований скважин можно считать переход к использованию численных алгоритмов.

Сам переход к 3D компьютерному моделированию остро поставил вопрос определения фазовых проницаемостей (ОФП) в пластовых условиях. Типичной является ситуация, когда для крупного месторождения выполнены сотни или даже тысячи исследований по определению открытой пористости и абсолютной проницаемости на кернах – и определено по результатам лабораторных исследований всего несколько пар ОФП, при тех или иных допущениях.

Другими словами, всегда существует дефицит данных об ОФП, полученных в лаборатории, – как по числу, так и по их достоверности. Но даже эти данные невозможно напрямую перенести в 3D гидродинамическую модель. Необходимо решать специальную задачу ремасштабирования, *upscaling'a* [1].

Характерный размер кернов составляет сантиметры, а типичный размер стороны сеточной ячейки в полномасштабной гидродинамической модели характеризуется величинами от 25 до 100 м в плане. Поэтому, например, неоднородность коллектора с характерным размером в метрах не будет чувствоваться на керне, но будет влиять на достоверность гидродинамической модели. Можно привести и другие примеры.

Данные, полученные в экспериментах на фильтрационных моделях большой длины, показывают значительное влияние масштабного фактора на результаты определения указанных параметров [2]. Оно проявляется в существенном и длительном

влиянии объемов прокачки через отдельные элементы модели на динамику коэффициента вытеснения K_v . Учет данного эффекта возможен за счет задания зоны медленного асимптотического приближения кривой ОФП для нефти к оси насыщенности при задании функций ОФП для системы нефть – вытесняющий агент [3].

Наряду с масштабными эффектами, перенос лабораторных данных на пластовые условия осложняется неполным воспроизведением при проведении экспериментов ряда факторов, влияющих на коэффициент вытеснения и ОФП.

Поэтому обеспечение возможности определения ОФП в пластовых условиях представляется крайне актуальной задачей.

Оценка фактических значений коэффициента вытеснения K_v для пластовых условий при закачке рабочего агента возможна на основе специализированного мониторинга за работой нагнетательных скважин. Мониторинг предполагает проведение в процессе закачки вытесняющего агента (например, воды) повторяющихся геофизических измерений профиля нефтенасыщенности вдоль ствола скважины. Также осуществляется контроль за гидродинамическими параметрами (забойное давление, расходы фаз).

Геофизические методы оценки остаточной нефтенасыщенности, включая методы типа каротаж–закачка–каротаж, в данном случае дополняются гидродинамическим мониторингом. Кроме того, учитывается влияние длительной динамики достижения истинного K_v при многократной промывке зоны глубинности используемого метода геофизического контроля.

Важным вопросом является соответствие получаемых величин K_v в околоскважинной зоне параметрам фильтрации в удаленной зоне пласта. В качестве критерия может рассматриваться условие непревышения обоснованного экспериментальными данными критического значения капиллярного числа для капиллярно-напорного режима при создаваемых в зоне мониторинга градиентах давления. Выполненные авторами оценки для ряда рассмотренных типичных объектов показали, что данное условие является реалистичным с точки зрения режима нагнетания в процессе проведения исследования до перевода скважины на закачку в промышленном режиме. Кроме того, регулирование темпов нагнетания может использоваться для уточнения зависимости K_v от градиента давления в пластовых условиях.

Технологии гидродинамического исследования скважин (ГДИС) с целью определения ОФП для нефти и воды в пластовых условиях опираются на создание в пласте двухфазных разнонаправленных фильтрационных течений.

В процессе осуществления ГДИС проводятся несколько геофизических исследований (ГИС) с целью определения текущего профиля насыщенности в околоскважинной зоне. Результаты ГИС подвергаются обработке, и на последующих этапах используются полученные оценки насыщенности, а не первичные геофизические данные.

Методика интерпретации результатов исследования

Технологии гидродинамического исследования скважин с целью определения ОФП для нефти и воды в пластовых условиях опираются на создание в пласте двухфазных разнонаправленных фильтрационных течений. Поэтому методика интерпретации при решении обратных задач включает использование специализированных алгоритмов и программных средств с применением численных методов решения прямых и сопряженных краевых задач на основе методов теории оптимального управления.

Обратная задача ставится и решается в оптимизационной постановке [4]. Алгоритм решения задачи идентификации предусматривает последовательное решение нескольких подзадач в итерационном цикле.

- Решается прямая фильтрационная задача. Целью решения задачи является получение динамик изменения измеряемых в процессе проведения исследований показателей при заданных текущих значениях управляющих параметров (параметров пласта – проницаемостей, ОФП и др.).

- Определяется текущее значение оптимизационного критерия взвешенных наименьших квадратов – критерия качества, отражающего степень близости между найденными расчетными и фактически измеренными значениями показателей работы скважины за период исследования:

$$J(\bar{u}) = \sum_{j=1}^N \left(\bar{y}^j(\bar{x}^j(\bar{u}), \bar{u}) - \bar{Y}^j \right)^T \Omega \left(\bar{y}^j(\bar{x}^j(\bar{u}), \bar{u}) - \bar{Y}^j \right), \quad (1)$$

где j обозначает номер замера на скважине; N – число замеров за время исследования; \bar{y}^j и \bar{Y}^j – соответственно векторы расчетных и фактически измеренных значений измеряемых показателей на момент j -ого замера; T – знак транспонирования. В качестве компонентов векторов \bar{y}^j и \bar{Y}^j выступают значения забойного давления и обводненности

для исследуемой скважины на момент измерений j , а также оцифрованные профили водонасыщенности околоскважинной зоны, полученные по результатам обработки данных геофизических исследований. В разные моменты времени некоторые компоненты \bar{Y}^j могут быть не определены, так как разные по природе замеры осуществляются в разное время. Этот технический факт учитывается при осуществлении расчетов. Диагональная матрица Ω обеспечивает нормировку разноразмерных измерений и задает удельное влияние каждого из замеров на значение критерия качества. В частности, величинам, замеряемым с меньшей погрешностью, должны соответствовать большие значения соответствующих элементов на диагонали Ω .

Через \bar{x}^j обозначен вектор независимых переменных прямой задачи (фазовых переменных) на j -ом временном слое. В качестве \bar{x}^j при двухфазной фильтрации выступает вектор значений давления в нефтяной фазе и значений водонасыщенности в каждом сеточном блоке на временном слое j , дополненный значением забойного давления в скважине. Под \bar{y} понимается вектор идентифицируемых параметров (параметров пласта, включая ОФП), которые далее называются управляющими параметрами.

- Находится решение сопряженной краевой задачи, формулировка которой следует из методологии теории оптимального управления [5]. Результатом решения задачи является определение производных критерия качества по управляющим параметрам.

- Осуществляется один шаг минимизации исходного критерия качества с использованием эффективных методов гладкой оптимизации (методов сопряженных градиентов, квазиньютоновских алгоритмов).

Шаг смещения вдоль соответствующего направления определяется из решения специальной краевой задачи – задачи для вариаций фазовых переменных. Важно, что нахождение шага смещения производится при помощи решения линейной задачи и не требует решения дополнительных прямых задач.

- Итерации, включающие предыдущие пункты, повторяются до выполнения заданного критерия остановки, отражающего близость найденного решения к искомому минимуму критерия качества.

Решение прямой задачи

Прямая задача состоит в решении системы уравнений двухфазной фильтрации в 2D осесимметричной постановке:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda_{r\alpha} \frac{\partial p_\alpha}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(\lambda_{z\alpha} \left(\frac{\partial p_\alpha}{\partial r} + \rho_\alpha g \right) \right) = \frac{\partial (m \rho_\alpha S_\alpha)}{\partial t} + q_\alpha, \alpha = n, v, \quad (2)$$

где p_α – давление в фазе α ; $\lambda_{r\alpha} = \frac{k_r k_\alpha \rho_\alpha}{\mu_\alpha}$, $\lambda_{z\alpha} = \frac{k_z k_\alpha \rho_\alpha}{\mu_\alpha}$ – коэффициенты подвижности фазы α в радиальном и вертикальном направлениях соответственно; ρ_α, μ_α – плотность и вязкость соответствующей фазы; k_α – относительная фазовая проницаемость для фазы α ; S_α – коэффициент насыщенности порового пространства фазой α ; q_α – интенсивность источников/стоков в данной точке пласта для фазы α ; r, z и t – пространственные и временная координаты.

Коэффициенты пористости и проницаемости m и k_r, k_z могут пониматься как базисные параметры концепции абсолютного порового пространства (АПП), т. е. как абсолютная проницаемость и открытая пористость, и концепции эффективного пористого пространства (ЭПП), т. е. как эффективная проницаемость (фазовая проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности) и эффективная пористость. При этом подразумевается соответствующая нормировка насыщенностей и ОФП [4].

В рамках концепции ЭПП обратная задача, в самой общей ее постановке, имеет меньшую, на две единицы, размерность вектора идентифицируемых параметров [4, 6]. Это связано с нормировкой насыщенностей по эффективной пористости, а в рамках концепции ОФП – по эффективной проницаемости. Однако количество определяемой физически содержательной информации остается прежним. Приведенный факт существен для задач многомерной идентификации, так как с уменьшением размерности обратной задачи (т. е. количества уточняемых параметров) возрастает степень достоверности их определения.

Система уравнений (2) дополняется соответствующими начальными условиями, характеризующими заданные начальные распределения давления и водонасыщенности (например, соответствующие условию капиллярно-гравитационного равновесия). Граничные условия на внешнем контуре, кровле и подошве пласта соответствуют отсутствию потока флюидов через границы. Граничные условия на стенке скважины учитываются формулой притока (для ячейки радиальной сетки, контактирующей со скважиной по внутренней границе) для задания связи между забойным давлением скважины, интенсивностями источников/стоков во вскрытых скважиной ячейках q_α и

заданной, в зависимости от этапа исследования, величиной дебита скважины по нефти или по жидкости или расхода воды [4]. Влияние скин-фактора учитывается заданием его величины в формуле притока.

Замыкающие соотношения включают условие нормировки насыщенностей $S_n + S_e = 1$, зависимости капиллярного давления $p_k = p_n - p_e$ и кривых ОФП для нефти и воды от водонасыщенности, плотностей и вязкостей нефти и воды, а также пористости от давления.

Для решения описанной нелинейной прямой задачи применяется неявная двухслойная по времени конечно-разностная (конечно-объемная) численная схема. Размер ячеек по оси r увеличивается по логарифмической зависимости для более точного воспроизведения пространственного распределения давления. На каждом временном слое численная схема приводит к необходимости решения системы нелинейных алгебраических уравнений:

$$\vec{F}^j(\vec{x}^j, \vec{x}^{j-1}, \vec{u}) = 0, j = 1, \dots, N, \quad (3)$$

где \vec{x}^j – вектор независимых переменных прямой задачи (фазовых переменных) на j -ом временном слое; N – номер последнего шага прямой задачи.

Система нелинейных уравнений (3) на каждом временном слое решается с применением метода Ньютона – Рафсона, что приводит к необходимости решения на каждой итерации системы линейных алгебраических уравнений:

$$\vec{F}_{\vec{x}^j}^j(\vec{x}^{j(v)}) \delta \vec{x}^{j(v)} = -\vec{F}^j(\vec{x}^{j(v)}) , \quad (4)$$

где v – номер текущей итерации метода Ньютона – Рафсона; $\delta \vec{x}^{j(v)}$ – величина очередной добавки к решению нелинейной системы (3); $\vec{F}_{\vec{x}^j}^j$ – матрица частных производных (матрица Якоби) уравнений (3) для j -ого временного слоя прямой задачи по фазовым переменным \vec{x}^j .

Необходимость решения систем линейных уравнений на каждом временном слое возникает также в сопряженной задаче и задаче для вариаций. При этом в задаче для вариаций матрица системы совпадает с матрицей Якоби $\vec{F}_{\vec{x}^j}^j$, а в сопряженной задаче – с транспонированной матрицей Якоби $\vec{F}_{\vec{x}^j}^j$. Другая особенность сопряженной задачи заключается в том, что время в ней меняется в обратном направлении.

При промысловом проведении исследования скважины возникает необходимость непрерывного и достоверного замера во времени забойного давления, дебитов нефти и воды, расхода воды при закачке. Также важным шагом является осуществление нескольких определений коэффициента водонасыщенности пласта в призабойной зоне скважины на разные моменты времени. Для определения профилей насыщенности применимы методы промысловой геофизики.

Наиболее подходящими являются электрические методы. В частности, заканчивание открытым стволом в карбонатных пластах значительной толщины и использование специальных измерительных компоновок позволяет получать высокоинформативные результаты [7]. В то же время в терригенных отложениях Западной Сибири длительные испытания скважин требуют обсаженного заканчивания с перфорацией. В этом случае возможной опцией являются методы электрометрии через колонну. Однако соответствующие работы отличаются высокой стоимостью и показали себя недостаточно надежными в условиях Западной Сибири. Также реалистично использование метода импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) с привлечением метода импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК).

Основной задачей применения комплекса ИННК в нефтегазовой индустрии является определение нефтегазонасыщенности по результатам измерения времени жизни тепловых нейтронов. Для решения данной задачи используют получаемые при помощи ИННК диффузионные параметры горных пород, слагающих нефтегазонасыщенный пласт. Важнейшими из них являются время жизни тепловых нейтронов τ и макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов.

Физическая суть метода определения τ заключается в следующем. Горная порода и ствол скважины в зоне перфорационных отверстий облучают короткими по времени (по сравнению с длительностью замедления и диффузии нейтронов) импульсами нейтронов. Плотность тепловых нейтронов в общем случае зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды и определяется длиной замедления L_s , коэффициентом диффузии D и временем жизни τ тепловых нейтронов.

В промежутках времени между импульсами при относительно разных временах после импульса t (времени задержки) регистрируются потоки тепловых нейтронов (ИННК) или вторичного гамма-излучения, возникающего при захвате тепловых

нейтронов (ИНГК). При достаточно большом времени задержки t плотность потока тепловых нейтронов $N(t)$ изменяется по экспоненциальному закону:

$$N(t) = N_0 e^{-t/\tau} = N_0 e^{-\lambda t} = N_0 e^{-v \Sigma_a t}, \quad (5)$$

где τ – кажущееся среднее время жизни тепловых нейтронов, стремящееся при $t \rightarrow \infty$ к истинному значению среднего времени жизни тепловых нейтронов в породе нефтегазонасыщенного пласта; λ – декремент затухания плотности потока излучения; v – средняя скорость тепловых нейтронов (2200 м/с). Величина N_0 имеет смысл начальной плотности потока и зависит от длины зонда измерительной установки, пористости пласта, конструкции и степени заполнения скважины скважинной жидкостью.

В современной аппаратуре ИННК регистрируются полные спектры временного спада плотности тепловых нейтронов $N(t)$. Компьютерная обработка этих спектров позволяет выделить интервал времени, в пределах которого спад нейтронов определяется прискважинной зоной пласта и описывается формулой (5), оценить по форме кривой спектра величины декремента затухания λ и времени жизни тепловых нейтронов Σ_a и рассчитать величину макроскопического сечения захвата $\Sigma_a = \lambda/v$.

Параметры λ и Σ_a линейно и аддитивно зависят от содержания компонентов породы. Так, значение Σ_a для породы, состоящей из I объемных компонентов, рассчитывается как

$$\Sigma_a = \sum_{i=1}^I V_i \Sigma_{ai}, \quad (6)$$

где макроскопическое сечение i -го компонента

$$\Sigma_{ai} = \sum_{j=1}^J n_j \cdot s_{aj}. \quad (7)$$

Здесь n_j – число атомов j -го элемента в единице объема компонента; s_{aj} , см^2 , – микроскопическое сечение поглощения для атомов j -го элемента; V_i – объемное содержание j -го компонента (например, кварца, кальцита, воды и т. д.).

Количественная оценка нефтенасыщенности пород по данным ИННК основана на контрасте нейтрон-поглощающих свойств водо- и углеводородосодержащего пласта. Она возможна, если минерализация пластовых вод не ниже 20 мг/л по СГ, а пористость – более 10%.

В связи с этим для обеспечения достоверного определения текущей нефтенасыщенности пласта по данным ИННК в экспериментальных исследованиях по оценке K_v и ОФП целесообразно в пласт для вытеснения нефти закачивать водный раствор с высокой минерализацией, изменяющейся в диапазоне 50–100 г/л. При этом следует выполнять несколько циклов исследований с разными значениями минерализации водного раствора. На каждом цикле работ по выбранной минерализации следует проводить одновременную регистрацию спектров ИННК, контролировать качество измерений сходимость рассчитанной величины λ в интервалах разреза выше кровли и ниже подошвы продуктивного интервала, а также в интервалах плотных пород и глин. Проведение фонового замера ИННК, соответствующего известному начальному насыщению пласта по комплексу ГИС, зарегистрированному в открытом стволе, позволяет настроить параметры интерпретационной модели ИННК для определения последующих изменений насыщенности в процессе закачки и отбора флюидов.

Практическая реализация методики

Предложенная методика была опробована на одном из месторождений Сибири. Ввиду наличия технических сложностей и суровых климатических условий не все запланированные цели были достигнуты. В данном конкретном случае фактически выполненное исследование было разбито на несколько этапов:

- ♦ отработка скважины на различных режимах фонтанирования (на штуцерах различного диаметра) и винтовым насосом (ВНН), регистрация данных добычи при помощи мультифазного расходомера Phase Tester, отбор проб нефти и газа на рекомбинацию, регистрация кривой восстановления давления после окончания этапа отработки;

- ♦ закачка в скважину воды из водозаборной скважины;
- ♦ отбор флюида с помощью насоса с записью итоговой кривой падения давления (КПД).

После анализа устьевых проб и получения данных о компонентном составе газа была произведена перекалибровка расходомера Phase Tester. Переинтерпретация показаний газового фактора позволила более корректно произвести рекомбинацию проб нефти и газа для моделирования пластовой нефти и уточнить объемные свойства нефти, а также получить согласующуюся с принятой отметкой ГНК оценку давления насыщения.

Согласно дизайну, следующий этап исследования включал закачку воды в объеме 140 м^3 (из них около 120 м^3 – в пласт) из водозаборной скважины. С целью предотвращения промерзания (вследствие низких температур окружающего воздуха) было принято решение проводить нагнетание воды в периодическом режиме и отказаться от записи КПД. На циклах закачки осуществлялся контроль роста забойного давления по показаниям глубинного датчика.

Отбор жидкости установкой ВНН начат сразу после завершения закачки воды. На рис. 1 приводятся фактические данные по осуществленному исследованию.

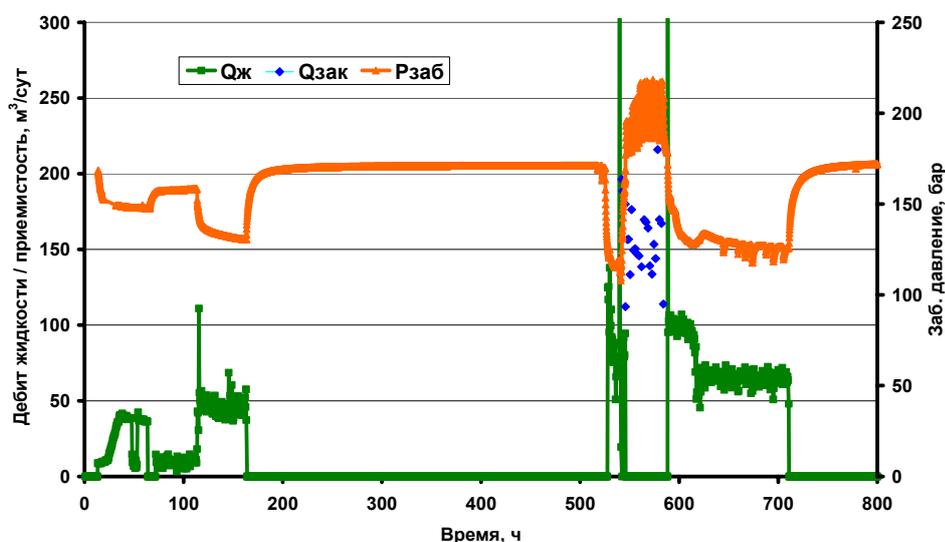


Рис. 1. Фактические данные проведенного исследования

Важно подчеркнуть, что в процессе интерпретации также выявлены признаки негерметичности скважины на режиме закачки. Во время последующего многофазного отбора проявились признаки поступления закачанной воды как из целевого пласта, так и из зоны негерметичности. Данный факт не был зафиксирован ранее в ходе исследований и не мог быть установлен по результатам обработки ГДИС стандартными методами. Таким образом, проведенное исследование и обработка его результатов позволили получить ранее неизвестную, важную информацию о фактическом состоянии исследуемой скважины.

Обработка результатов исследования

Для интерпретации результатов исследования использовалось некоммерческое программное обеспечение SimMatch, разрабатываемое в лаборатории газонефтеконденсатоотдачи ИПНГ РАН на протяжении последних 35 лет. По своим

функциональным возможностям SimMatch является in-house симулятором нелетучей нефти, аналогичным существующим коммерческим программным продуктам, с дополнительными опциями по решению задач history matching (обратных задач), регулирования разработки, глобального upscaling'a в 3D многофазной нестационарной постановке.

По данным о газовом факторе (ГФ) в начале отбора после закачки отчетливо фиксируется поступление нефти с пониженным газосодержанием. Далее имеет место резкий скачок показаний ГФ до ожидаемых значений, с одновременным резким понижением обводненности. Соответствующие зависимости приведены на рис. 2.



Рис. 2. Скачкообразные изменения обводненности и газового фактора в процессе исследования

Одной из причин образования в пласте оторочки частично дегазированной нефти могло являться поступление в пласт нефти из затрубья (после стравливания газа) в начальный период закачки. Было проанализировано и несколько других гипотез наблюдавшегося поведения. Их проверка потребовала расчетов с привлечением трехфазной модели.

Анализ результатов интерпретации

Объем статьи не позволяет подробно описать все нюансы большой проделанной работы, а также осветить все преодоленные трудности. Поэтому перейдем непосредственно к обсуждению наиболее интересных результатов.

Одним из важных практических результатов явилось выявление необходимости корректировки начальной модели даже на качественном уровне.

Первое уточнение. Начальная модель оказалась неспособной воспроизвести в какой-либо степени фактические изменения во времени забойного давления и обводненности (рис. 3 и 4). Расчетная продуктивность скважины при двухфазном отборе оказалась намного ниже фактической.

Важным показателем также является доля объема закачанной воды, отобранная при отработке скважины. Из предварительного расчета дизайна исследования следовало, что при предполагаемых ОФП добыть можно только 30% от закачанной воды. Расчетная динамика обводненности, представленная на рис. 3, также соответствует отбору крайне ограниченной доли закачанной воды. Однако, по фактическим данным, практически вся закачанная вода добывается.

Одной из причин малой прогнозной доли добываемой воды согласно дизайну являлось задание нулевых значений ОФП для воды до значения эффективной водонасыщенности 0,35 (критическая водонасыщенность), в соответствии с действующей крупномасштабной моделью рассматриваемой залежи. Однако, поскольку модель построена в рамках концепции ЭПП, связанная вода “исключается” из расчетов вследствие нормировки по эффективной пористости. Более того, по мнению авторов, корректным в ЭПП является предположение об отсутствии дополнительного порога подвижности воды.

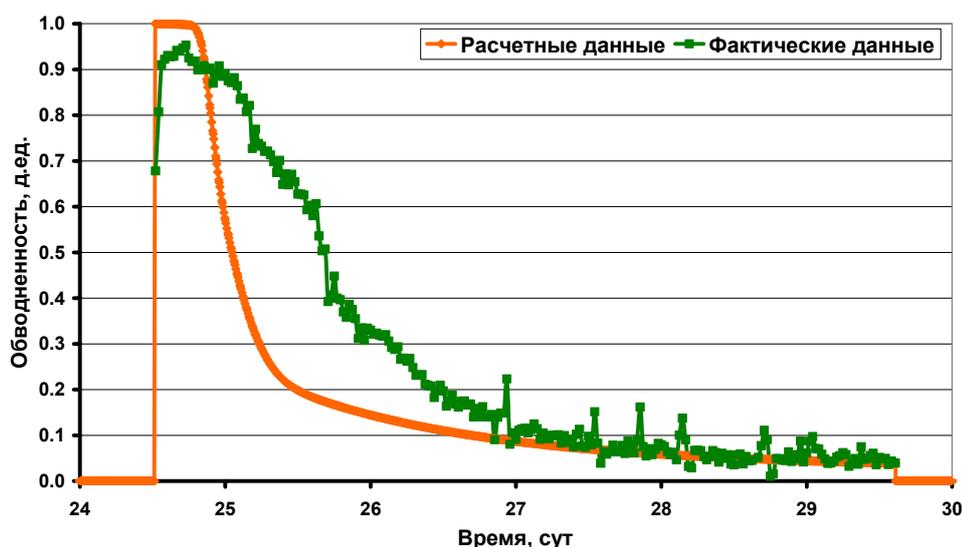


Рис. 3. Динамика обводненности для наилучшей адаптации базовой модели по параметрам ОФП воды и нефти и ее сопоставление с фактическими данными

Вместо этого моделируется начальное капиллярно-гравитационное равновесие с недонасыщенным (по нефтенасыщенности) начальным состоянием пласта. А условная неподвижность воды при насыщенности выше неснижаемой определяется действием капиллярных сил и зависит от создаваемых при отработке градиентов давления (а также от значений ОФП). Как следствие, в модели возникает подвижная вода еще до этапа закачки и последующего отбора воды, но ее доля в продукции скважины составляет первые единицы процентов. Этот эффект отмечался и в фактической продукции скважины при работе ВНН.

Второе уточнение. Анализ возникших проблем привел к предположению о негерметичности заколонного пространства, проявившейся в процессе исследования скважины. Негерметичность могла иметь место по результатам перфорации скважины до исследования и не проявляться явным образом в предшествующих работах на скважине или возникнуть в процессе закачки воды в скважину.

В пользу версии о негерметичности говорит длительная динамика почти постоянной высокой обводненности продукции (но отличной от 100%) в начале отбора. Наличие сообщения по заколонному пространству с другим горизонтом может объяснять и особенности динамики газового фактора (рис. 2), если учесть, что определенная доля частично дегазированной нефти поступала при закачке по зоне негерметичности вместе с водой в другой пласт. Затем эти флюиды, вследствие повышенного давления в этом нецелевом пласте после закачки туда воды и нефти, отбирались в начальный период последующей отработки, с изменением вклада нецелевого пласта в продукцию скважины при отборе по мере обратного поступления закачанных флюидов в скважину.

Результаты адаптации с учетом зоны негерметичности представлены на рис. 5 и 6. Показано, что, во-первых, удалось воспроизвести фактическую динамику обводненности за весь период отбора и, во-вторых, корректно воспроизведена динамика забойного давления на начальном периоде отбора. В конечный его период расчетное давление оказывается заниженным из-за недостаточной подвижности смеси, практически полностью представленной более вязкой нефтью.

Кривые ОФП после идентификации параметров в сравнении с начальными по интервалу изменения насыщенности в процессе исследования представлены на рис. 7. Здесь использована нормировка в ЭПП [4]. То есть фазовые проницаемости нормированы по эффективной проницаемости (проницаемости для нефти при неснижаемой остаточной

водонасыщенности), водонасыщенность – по эффективной пористости (с исключением неснижаемой водонасыщенности). Приведенные на рис. 7 кривые получены при решении обратной задачи с учетом предполагаемого влияния зоны негерметичности.

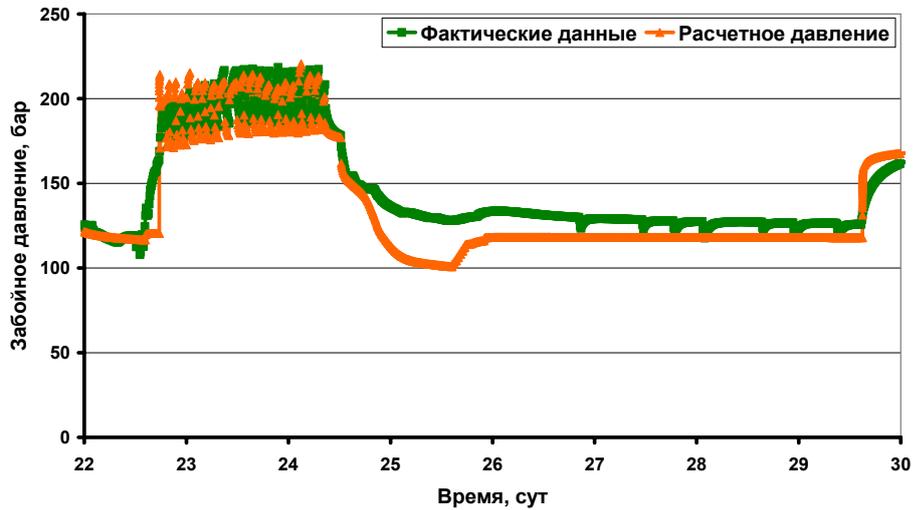


Рис. 4. Динамики забойного давления – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП воды с исключением порога ее «условной подвижности»

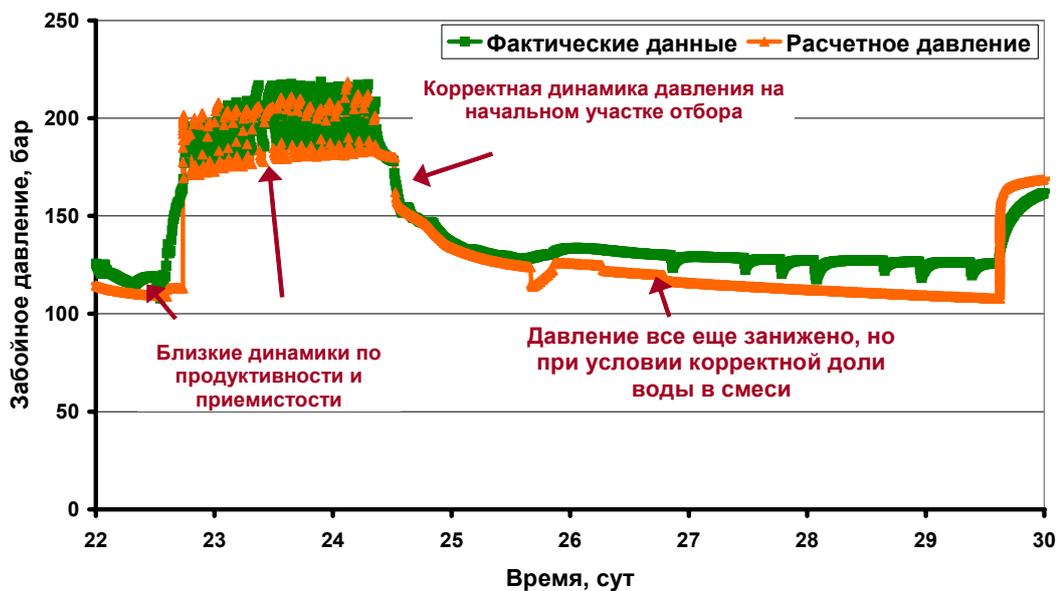


Рис. 5. Динамики забойного давления – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП воды и зоны негерметичности

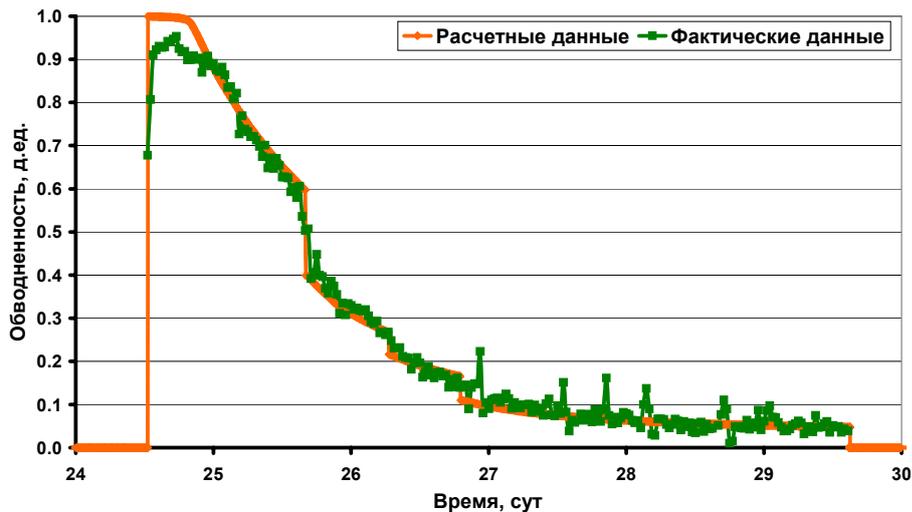


Рис. 6. Динамики обводненности – фактическая и расчетная – для наилучшей адаптации по параметрам ОФП воды и зоны негерметичности

Из рис. 7 видно, что для адаптации к фактическим данным исследования потребовалось существенное повышение доли воды в потоке, по сравнению с керновыми данными. При этом конечное значение ОФП для воды практически не изменилось и дает близкую величину проницаемости в промытой зоне к возможной ее оценке по интерпретации КПД, записанной позднее на той же скважине.

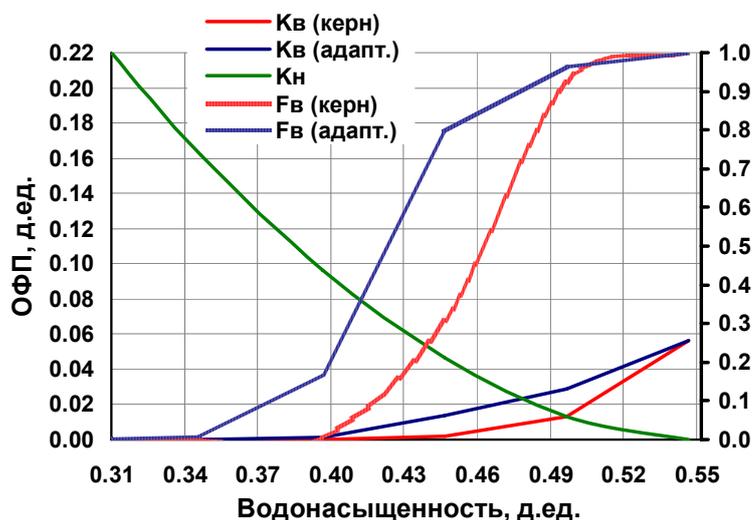


Рис. 7. Сопоставление кривых ОФП и доли воды в потоке в фактическом диапазоне изменения насыщенностей до и после адаптации к фактическим данным (нормировка кривых – в ЭПП)

Дополнительный анализ позволил установить диапазон надежной интерпретации свойств целевого пласта, независимой от оцененных параметров зоны негерметичности. Так, из рис. 5 и 6 видно, что в обоих вариантах адаптации наблюдается корректное воспроизведение динамики обводненности в последний период отбора, когда влияние притока по негерметичности становится незначительным. Это подтвердило надежность независимой идентификации кривой доли воды в потоке для значений водонасыщенности до 0,41 (в ЭПП).

Заключение

Современные возможности 3D компьютерного моделирования, потребности обоснования и сопровождения новых технологий разработки месторождений нефти и газа с необходимостью приводят к постановке и решению новых задач в области гидродинамических исследований скважин и пластов. Их решение оказывается возможным на современной научной и технической основе за счет применения инновационных методов проведения исследований и интерпретации получаемых данных.

Практическая реализация новых методов исследования скважин часто сталкивается с трудностями технического и технологического характера, так как многие промысловые операции все еще являются новыми и не отработанными для непосредственных исполнителей на скважине.

Тем не менее результаты проведенных исследований показывают, что имеется теоретическая возможность сбора большого объема важной разноплановой фактической информации о продуктивном пласте. А комплексная интерпретация даст более полное и точное представление о строении и свойствах пласта, по сравнению с общепринятыми подходами.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М., 2007. 344 с.
2. *Николаев В.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С.* Новые представления о коэффициенте вытеснения вязких нефтей на основе лабораторных экспериментов // Докл. РАН. 2011. Т. 436, № 1. С. 69–71.
3. *Закиров С.Н., Николаев В.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Рассохин А.С.* Нетрадиционные результаты экспериментов по вытеснению вязких нефтей различными агентами и их обработка // Электрон. науч. журнал «Георесурсы, геознергетика, геополитика». 2010. № 2. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru>.

4. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2009. 484 с.

5. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд. Дом «Грааль», 2001. 302 с.

6. *Аникеев Д.П.* Идентификация свойств пласта при специализированных исследованиях скважины // Технологии ТЭК. 2007. № 3. С. 32–35.

7. *Kuchuk F. et al.* Determination of in situ two-phase flow properties through downhole fluid movement monitoring // SPE Res. Eval. & Eng., Aug. 2010. P. 575–587. – SPE Paper 116068.