

УДК 553.98

О НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМАХ И РЕШЕНИЯХ ПРИ 3D-МОДЕЛИРОВАНИИ ПРОЦЕССОВ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

© 2023 г. Э. С. Закиров^{1,*}

Представлено академиком РАН А.Н. Дмитриевским 14.12.2022 г.

Поступило 14.12.2022 г.

После доработки 28.12.2022 г.

Принято к публикации 09.01.2023 г.

В статье рассматриваются существующие проблемы и оригинальные авторские решения задач 3D-компьютерного моделирования процессов разработки месторождений природных углеводородов. Рассматривается переход от лабораторных экспериментов, 3D-геологического моделирования к созданию 3D-фильтрационных моделей пласта, их последующая адаптация к фактическим данным истории разработки. Обсуждается использование уточняемой 3D-модели для оптимизации экономических показателей эксплуатации разрабатываемого месторождения. Фактически, обосновывается подход по безлюдному управлению разработкой месторождений нефти и газа с использованием постоянно адаптирующейся 3D-модели пласта.

Ключевые слова: трехмерное гидродинамическое моделирование, разработка нефтяных и газовых месторождений, обратная задача, регулирование (оптимизация) разработки, исследование скважин и пластов, управление разработкой в замкнутом цикле

DOI: 10.31857/S2686739722602976, **EDN:** FGAXOA

Мировая нефтегазовая наука в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений озабочена научным обеспечением полноты извлечения нефти и газа из природных резервуаров. На решение соответствующих подзадач нацелены комплексные лабораторные, промышленные и компьютерные исследования.

На сегодняшний день в мировой практике планка признания величины коэффициента полезного действия (КПД) нефтяного недропользования — достижение коэффициента извлечения нефти (КИН) — более 60%. Поэтому все усилия крупнейших нефтегазовых компаний мира направлены на то, чтобы достичь и превзойти указанный уровень. В России данный КПД крайне низок. Если в советские времена страна стремилась к КИН на уровне 42–45%, то сейчас Россия может рассчитывать на конечный КИН не более 33% в среднем по всем месторождениям нефти страны. Иными словами, не менее 67% нефти останется в пластах после окончания разработки нефтяных месторождений.

Не лучше обстоит ситуация с газовыми месторождениями. Так, КПД на Госбалансе (коэффициент извлечения газа — КИГ, коэффициент газоотдачи) до последнего времени по всем месторождениям числился в размере 100%. Однако на сегодня нередко встают проблемы с продолжением эксплуатации газовых месторождений-гигантов с остаточными запасами низконапорного газа в сотни миллиардов кубометров газа (что условно эквивалентно месторождениям нефти с запасами в сотни миллионов тонн). Суммарные же запасы подобного газа по стране исчисляются триллионами кубометров.

Еще острее проблема с коэффициентом конденсатоотдачи (КИК). Ибо практически все газоконденсатные месторождения в стране разрабатываются в режиме истощения пластовой энергии. Выпадающий в пластовых условиях конденсат (пластовая углеводородная жидкость) при снижении пластового давления затем практически никогда добыт быть не может. Это тем более обидно, ибо в бензиновом эквиваленте тонна конденсата эквивалентна 2–3 и более тоннам нефти.

Печальна ситуация в России с полнотой извлечения нефти из нефтяных оторочек. КИН по нефтяным оторочкам (НО) обычно находится в диапазоне 10–30% от начальных геологических запасов. В России не единичны случаи с достиже-

¹Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук, Москва, Россия

*e-mail: ezakirov@ogri.ru

нием КИН на уровне начальных процентов. Нередки и случаи полного пренебрежения запасами нефти в оторочке при наличии обширных газоконденсатных шапок. Мировой опыт показывает, что с использованием интеллектуальных подходов инженеров-разработчиков вполне достижимы КИН из оторочек в диапазоне 40–60%.

Таким образом, состояние дел в отечественном нефтегазовом недропользовании достаточно проблемное. К тому же страна вступает в эпоху трудноизвлекаемых запасов нефти и газа. Действующая классификация запасов способствует выборочной отработке запасов [1]. В частности, допускается пренебрежение нерентабельной добычей нефти из нефтяных оторочек.

Разработка нефтяных и газовых месторождений относится к области естественных и технических наук. Существенным образом она базируется на достижениях фундаментальных наук – математики, физики, химии. В основном, не ставя новые задачи перед ними, а используя их новейшие достижения, комплексируя лучшие решения указанных наук с пониманием особенностей протекающих в пласте процессов при разработке. В данной статье кратко коснемся основных проблем и достижений при 3D-моделировании динамических процессов разработки месторождений нефти и газа.

Наиболее активно развиваемый способ обоснования инноваций связан с использованием новейших достижений по математическому моделированию процессов фильтрации. С официальным переходом в 2000 г. в России к 3D-компьютерному моделированию [2] проекты разработки крупнейших нефтегазовых месторождений создаются с помощью 3D-адресных постоянно действующих геолого-технологических моделей. Однако до сих пор широкой научной общественностью еще не осознано, что целью 3D-компьютерного моделирования должно выступать не проведение единичных прогнозных расчетов, а оценка и управление рисками и неопределенностями геологического строения, а также технологических параметров эксплуатации скважин.

На сегодняшний день типичный проект содержит 3–4 прогнозных варианта с небольшим количеством сопоставляемых параметров. Например, по плотности реализуемых систем расстановки скважин. С научной точки зрения этого явно недостаточно.

Современные пакеты геологического 3D-моделирования способны строить ансамбль равновероятных реализаций свойств пласта, удовлетворяющих замерам фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) на скважинах, с высокой разрешающей способностью по вертикали. Для этого успешно используются методы двухточечной геостатистики.

Геологические 3D-модели статичны, а создаваемые на их основе 3D-фильтрационные – динамичны. В последние десятилетия возникла специфическая задача переноса ФЕС с мелкой 3D-геологической на более грубую 3D-гидродинамическую с сохранением реализма описания неоднородности мелкомасштабной модели.

В простейшем случае несколько мелких сеточных блоков геологической модели объединяются в одну грубую ячейку гидродинамической [3]. При переносе (масштабировании, в англоязычной литературе используется термин *upscaling*) неаддитивных свойств (например, абсолютной проницаемости) с мелкой 3D-геологической модели на более грубую 3D-гидродинамическую в рамках одного осредняемого крупного сеточного блока приходится полностью заполнять матрицу тензора абсолютной проницаемости.

Другой важный результат проблемы осреднения может быть сформулирован в виде следующего вопроса и 2 ответов. Если на мелком масштабе одни уравнения описывают фильтрацию, то сохраняют ли они свой вид на более крупном масштабе? В целом ответ отрицательный. При осреднении для сохранения реализма описания неоднородности в системе уравнений должны появиться дополнительные слагаемые, члены со старшими производными. Доопределение новых членов связано с проблемой замыкания в гидродинамике.

Кроме того, важный результат получен П. Китанидисом из Стенфордского университета США. Соответствующая теорема (без ссылки на публикацию) часто упоминается в англоязычной литературе. Если в мелкомасштабной модели используется только один набор кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП), измеренный, например, на образцах керна, то наилучшее совпадение результатов моделирования на мелком и крупном масштабе достигается без какого-либо масштабирования кривых ОФП. Таким образом, в отдельных случаях априори не следует заниматься масштабированием ОФП. В большинстве публикаций отечественных специалистов (например, [4]) вместо правильного проведения однофазного апскейлинга и определения тензора абсолютной проницаемости совпадение расчетов на мелком и крупном масштабе традиционно осуществляют за счет подгонки ОФП, нарушая теоретически обоснованный результат.

Важным практическим результатом моделирования с полным тензором проницаемости является прямое сопоставление продуктивности скважин различных траекторий вскрытия пласта при дренировании фиксированного объема вертикальными, горизонтальными стволами [5]. Показано, что дебит вертикальной скважины нечув-

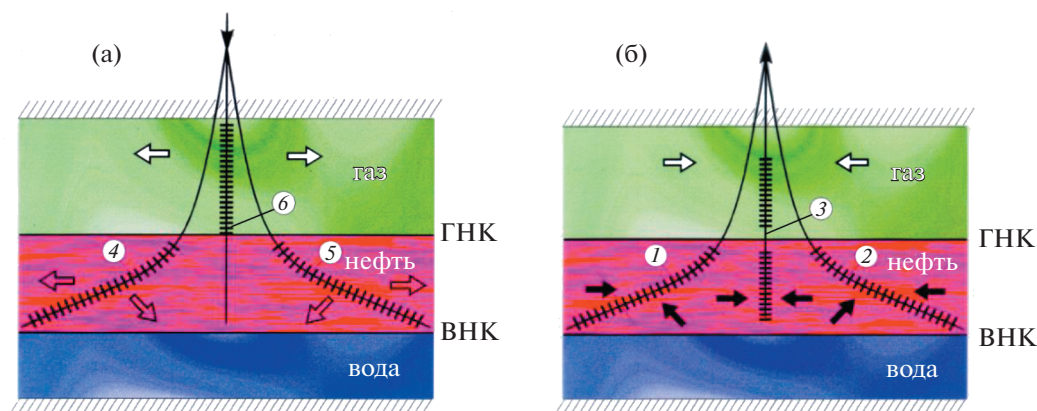


Рис. 1. Нагнетательная (а) и добывающая (б) скважинные системы.

ствителен к простейшему виду анизотропии проницаемости в виде различающихся вертикальной и горизонтальной проницаемостей. Дебит вертикальной скважины мал, но стабилен по сравнению с горизонтальной скважиной. Дебит последней крайне чувствителен к анизотропии проницаемости, слоистому строению коллектора и месту расположения ствола в слоистом пласте. И хотя стартовый дебит горизонтальной скважины может быть кратно выше вертикальной, с точки зрения КИН горизонтальные скважины могут оказаться даже менее эффективными, чем вертикальные. Как минимум, их необходимо обеспечивать “энергетикой”, реализуя нагнетательные скважины в варианте горизонтальных.

Чтобы объединить преимущества и компенсировать недостатки вертикальных и горизонтальных скважин, был предложен новый тип траекторий скважин – псевдогоризонтальный [5]. Это скважины, вскрывающие от кровли до подошвы продуктивный пласт, с длиной “горизонтальной” части, соизмеримой с длиной настоящей горизонтальной скважины. Соответствующие скважины близки к вертикальным по отношению к анизотропии, но обладают продуктивностью горизонтальных скважин.

Все месторождения нефти и газа характеризуются своими особенными свойствами флюидов и вмещающих горных пород, проявляющиеся при их взаимодействии и взаимовлиянии. Эти свойства обеспечивают как положительные, так и отрицательные качества в процессе разработки. Задача инженера-разработчика состоит в компенсации негативного воздействия за счет положительных свойств природной системы. Вариантов технических решений такого рода существует великое множество, кратко коснемся только одного из них.

На сегодняшний день предложен ряд multifunctional технологий [6], обеспечивающих одновременное повышение коэффициентов

КИГ, КИН и КИК при разработке нефтегазоконденсатных месторождений. Они обеспечивают не только увеличение текущих уровней отбора указанных компонентов, но и максимально рациональное использование запасов месторождений нефти и газа.

При наличии контактирующих газовой шапки и нефтяной оторочки флюидальная система обычно находится в системе локального термодинамического равновесия. И газ обогащен компонентами C5+вышекипящие, а нефть содержит определенное количество растворенного газа. Запасы нефти в подобной ситуации являются наиболее проблемными и требуют упреждающих усилий по обеспечению полноты их извлечения. Поэтому НО должна разрабатываться опережающими темпами. Для разработки НО предлагается использовать системы на основе горизонтальных скважин (см. рис. 1). Здесь и добывающая, и нагнетательная скважины реализуются в варианте многозабойных с псевдогоризонтальными стволами. В материнском стволе добывающей скважины на всю толщину вскрываются нефтяная оторочка и часть газонасыщенного интервала для притекания жирного (содержащего конденсат) газа (цифра 3 на рис. 1 а). Боковыми псевдогоризонтальными стволами (цифры 1 и 2 на рис. 1 а) добываются нефть, вода и прорывной газ вместе с конденсатом. Вся добываемая продукция в режиме естественного газ-лифта подается на поверхность, по одной колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) в материнском стволе. В нагнетательной скважине вода, проходя по затрубному пространству, нагнетается в нефтяную оторочку через боковые стволы (цифры 4, 5 на рис. 1 б), при установленном пакере в затрубном пространстве. Материнский ствол вскрывается только в газоконденсатной шапке (цифра 6 на рис. 1 б) для закачки сухого газа.

Предложенная схема позволяет максимально интенсифицировать разработку нефтяной ото-

рочки. Одновременно возможна реализация независимого газового проекта с медленным сайклинг-процессом для повышения конденсатоотдачи.

Какой бы точной ни была 3D-адресная геологическая модель, рано или поздно прогноз добычи по ней начинает различаться с наблюдаемым фактом на промысле. В случае существенного расхождения измеряемых на месторождениях данных и результатов расчетов необходимо автоматизированно решать задачи адаптации истории разработки к фактическим данным, представляющие собой обратные задачи теории фильтрации. В соответствующих задачах минимизируется критерий качества, представляющий собой взвешенную среднеквадратичную невязку между замеренными и рассчитанными по модели параметрами. Например, по забойным давлениям, насыщенностям фаз, соотношениям фаз в потоке и т.д.

В ряде публикаций автора доказано, что возможно достоверное определение по зонам коэффициентов пористости и проницаемости по трем главным осям тензора проницаемости, геометрических характеристик пластов (как по площади, так и по вертикали), функций ОФП, параметров численных водоносных горизонтов, например, Фетковича. Вершиной в данной области можно считать геологически согласованную адаптацию [7]. Когда в качестве управляющих параметров выступают геостатистические параметры 3D-геологической модели, а адаптация истории производится способом, не нарушающим принципов 3D-геологического моделирования.

Используемые автором подходы для автоматизированной адаптации опираются на современные методы теории оптимального управления. Соответствующие методы требуют решения двух вспомогательных задач дополнительно к решению задачи прогноза: сопряженную линейную краевую задачу с членами источников и стоков, связанными с невязками между расчетными и фактическими замерами на скважинах для нахождения направления поиска оптимума минимизируемого критерия качества. Вторая задача — также линейная, решается для вариаций фазовых переменных задачи с целью определения оптимального шага смещения вдоль уже найденного направления поиска. В качестве процедур повышенного порядка сходимости используются квази-ньютоновские методы.

При решении задач истории разработки также возможна автоматизированная оценка доверительных интервалов изменения оцениваемых параметров пласта, оценка неопределенности прогноза добычи. Как на основе отдельной модели, так и ансамбля равновероятных реализаций

свойств пласта, адаптированных к истории разработки.

Благодаря все возрастающей точности 3D-фильтрационной модели после ее адаптации, интерес представляют актуальные и сложные оптимизационные задачи по регулированию разработки одно- и многопластовых месторождений нефти [8]. Тогда без бурения новых скважин, только за счет перераспределения отборов и закачки по всем добывающим и нагнетательным скважинам во времени, удастся значительно улучшить экономические показатели добычи (на 10–30%), доставляя максимум дисконтированной добычи нефти.

Если в задачах адаптации истории разработки в качестве неизвестных оцениваемых параметров часто выступают ФЕС пласта (статичные параметры), то в задачах регулирования определению подвергаются динамики во времени забойных давлений как добывающих, так и нагнетательных скважин. Число определяемых параметров в задачах регулирования возрастает на несколько порядков по сравнению с задачами адаптации. И без современных методов теории оптимального управления решать подобные задачи было бы невозможно.

Также к отличительной особенности задач регулирования следует отнести линейность критерия качества по сравнению с квадратичным критерием в задачах адаптации. Поэтому существенное влияние на получаемое решение оказывают ограничения, накладываемые на работу наземного оборудования. Поэтому оптимальное решение задачи регулирования диктуется ограничениями на добычу компонентов по скважинам, группе скважин или месторождению в целом. Оптимальное решение принадлежит гиперповерхности, на которой как минимум одно ограничение является активным (выполненным в виде равенства).

Все задачи адаптации и регулирования решаются в 3D-многофазной постановке, с учетом особенностей разработки месторождений природных углеводородов, а также особенностей геологического строения продуктивных пластов, расстановки скважин, без упрощающих предположений.

Развитое программное обеспечение соответствует актуальному направлению “управление разработкой в замкнутом цикле” [9]. Речь идет об управлении разработкой в автоматизированном, научно обоснованном режиме, на основе постоянно адаптирующейся, уточняемой 3D геолого-гидродинамической модели.

На сегодняшний день интеллектуальная разработка в мире базируется на бурении очень длинных горизонтальных скважин с наделением их значительным набором разнообразных датчиков. Промышленность подходит к проблеме ин-

теллектуализации несколько упрощенно — считается, что только за счет инсталляции датчиков разработка становится интеллектуальной. Очевидно, что это не так. Кто-то должен собирать, обрабатывать и ассимилировать в 3D-гидродинамической модели промысловые данные. Без решения соответствующих задач замеряемые данные не делают разработку хоть сколько-нибудь более интеллектуальной.

Однако негативное свойство недостаточно достоверной идентифицируемости свойств пласта при интеллектуализации потенциально преодолевается за счет постоянного потока данных, содержащих косвенные сведения о процессе многофазной фильтрации в пласте. Поэтому вопросы неединственности и отсутствия непрерывной зависимости решения задачи адаптации при наличии ошибок измеряемых данных несколько ослабевают.

Управление в замкнутом цикле представляет особенный интерес для интеллектуальных скважин и месторождений, когда на основе ассимиляции данных от разнообразных забойных сенсоров, управление скважиной осуществляется поинтервально. Ибо современные интеллектуальные компоновки скважин допускают управление клапанами на забое, регулируя отбор из различных интервалов закачки/притока. В результате обеспечивается максимизация удельной продуктивности скважин во времени (с учетом их взаимовлияния), а значит и КИН.

Поскольку в России практически отсутствует контроль за разработкой, набор замеряемых данных на промысле в значительной степени остается ограниченным. Поэтому решать задачи идентификации зачастую бессмысленно: кроме изначально имманентно присущей некорректности, решение указанных задач тем более неопределенно, чем меньше замеряемых на промысле значений.

Поэтому определенный интерес представляет набор специализированных технологий исследования скважин и пластов [10, 11]. За счет комплексирования данных геофизического мониторинга и данных добычи, создания разнонаправленных многофазных фильтрационных течений в околоскважинной области, через решение обратных задач возможно определение свойств пласта не в лабораторных, а в промысловых условиях. Дополнительно возможно определение площадной и вертикальной проницаемостей. Предложенные и апробированные на практике подходы позволяют преодолевать масштабный фактор, присущий результатам интерпретации данных лабораторных исследований.

ВЫВОДЫ

Разработка месторождений нефти и газа имеет прочную основу в виде 3D геолого-гидродинамического моделирования процессов фильтрации. С учетом постоянной адаптируемости к поступающим замерам, изначально недостаточно точные 3D-модели подвергаются процедуре подгонки к фактическим данным, снижая неопределенность значений ФЕС в межскважинном пространстве. Научная постановка задач регулирования позволяет без бурения новых скважин оптимальным образом разрабатывать месторождения нефти и газа в безлюдном режиме, только на основе 3D геолого-гидродинамической модели.

ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ

Представленные в статье результаты получены в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН по теме “Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях” (122022800272-4).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С. и др.* Проблемы новой классификации запасов нефтегазового недропользования // Нефтегазовая вертикаль. 2015. № 22. С. 69–75.
2. *Жданов С.А., Баишев Б.Т., Иоффе О.П. и др.* Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Москва, 2000.
3. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М. 2007. 344 с.
4. *Москаленко Н.Ю., Смоляков Г.А., Сивкова А.В.* Обоснование способов ремасштабирования ОФП с учетом состава цемента пород сеноманских отложений для целей гидродинамического моделирования // Горные ведомости. 2018. № 4 (158). С. 56–60.
5. *Zakirov S.N., Zakirov E.S.* Pseudo-horizontal well: alternative to horizontal and vertical wells / Paper SPE 37085 International Conference on Horizontal Well Technology “Profit Through Synergy”, Alberta, Canada, 1996.
6. *Закиров С.Н., Рощина И.В., Индрунский И.М. и др.* Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе. Москва, 2011.
7. *Закиров Э.С., Индрунский И.М., Любимова О.В. и др.* Согласованная адаптация геостатистических моделей залежей нефти и газа. // ДАН. 2017. Т. 476. № 4. С. 421–425.
8. *Закиров И.С., Закиров Э.С.* Регулирование разработки месторождений природных углеводородов // Газовая промышленность. 1997. № 7. С. 68–71.

9. Zakirov E.S., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., et al. Optimal control of field development in a closed loop / Paper SPE 176642 Russian Petroleum Technology Conference, 2015.
10. Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. и др. Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях. // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 38–42.
11. Закиров Э.С., Индрупский И.М., Левченко В.С. и др. Вертикальное и 3D гидропрослушивание продуктивных пластов / В сб.: Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи. Труды VII Международного технологического симпозиума, Московский институт нефтегазового бизнеса. 2008. С. 49–63.

ABOUT SOME PROBLEMS AND SOLUTIONS IN 3D MODELING OF OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT PROCESSES

E. S. Zakirov^{a, #}

^a*Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation*

[#]*e-mail: ezakirov@ogri.ru*

Presented by Academician of the RAS A.N. Dmitrievsky December 14, 2022

The article discusses the existing problems and original author's solutions to the problems of 3D computer modeling of the processes of development of natural hydrocarbon deposits. The transition from laboratory experiments, 3D geological modeling to the creation of 3D filtration models of the reservoir, their subsequent adaptation to the actual data of the development history is considered. The use of a refined 3D model to optimize the economic performance of the operation of the developed field is discussed. In fact, the approach to the unpopulated management of oil and gas field development using a constantly adapting 3D model of the reservoir is justified.

Keywords: three-dimensional hydrodynamic modeling, development of oil and gas fields, inverse problem, regulation (optimization) of development, exploration of wells and reservoirs, management of development in a closed cycle