



УДК: 550.812:553.98(575.172)

Равшан ЗАКИРОВ,

Профессор, ТашГТУ им. Ислама Каримова,

E-mail: r.t_zakirov@mail.ru, ORCID: 0000-0001-5426-9134

Кудратилло НАЗАРОВ,

доцент, ТашГТУ им. Ислама Каримова,

E-mail: qudratillonazarov@mail.ru

Бехзод АБДУРАХМАНОВ,

доцент, ТашГТУ им. Ислама Каримова,

E-mail: begi3738@mail.ru

Наргиза АХМЕДОВА,

доцент, ТашГТУ им. Ислама Каримова,

E-mail: ana_21101977@mail.ru

Профессор ТГТУ, Халисмаев И. на основе отзывов

DETAILED GEOLOGICAL MODELS AND THREE-DIMENSIONAL MODELING TECHNOLOGIES IN THE TASKS OF DEVELOPING OIL AND GAS FIELDS

Annotation

An algorithm for the construction of detailed geological models and filtration numerical model is described. The conclusions and suggestions for improving the design techniques are provided. Numerical modeling of reservoirs in the domestic practice of design development began to be used in the late 1990s.

Key words: geological models, three-dimensional simulation, reservoir simulation, reservoir, oil fields.

NEFT VA GAZ KONLARINI QAZIB OLISH VAZIFALARIDA BATAFSIL GEOLOGIK MODELLAR VA UCH O'LCHAMLI MODELLASHTIRISH TEXNOLOGIYALARI

Annotatsiya

Maqolada geologik modellarni va ko'plab fatsiologik modellarning algoritmlari tafsiflangan. Loyihalarni yanada mukammallashtirish haqida xulosalar va takliflar keltirilgan. 1990-yillarning oxirlarida mahalliy ishlab chiqarishni rivojlantirishda suv omborlarini raqamli modellashtirishdan foydalanishga kirishilganligi tahlillari keltiriladi.

Kalit so'zlar: geologik modellar, uch o'lchamli modellar, qatlam modellari, mahsuldor qatlamlar, Neft va gaz konlari.

ДЕТАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И ТЕХНОЛОГИИ ТРЁХМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЗАДАЧАХ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Аннотация

Описан алгоритм построения детальных геологических моделей и фильтрационной численной модели. Приведены выводы и предложения по совершенствованию методики проектирования. Численное моделирование продуктивных пластов в отечественной практике проектирования разработки стали применять в конце 1990-х гг.

Ключевые слова: геологические модели, трехмерное моделирование, пластовое моделирование, продуктивный пласт, нефтяные месторождения.

Введение. Геологические модели, приближённо отражающие реальные объекты, лежат в основе цифровых фильтрационных моделей, которые заменили физические и аналоговые аналоги, ранее использовавшиеся для решения конечно-разностных уравнений, описывающих двух- и трёхмерное многофазное движение флюидов в неоднородных средах.

Создание геологических моделей является начальным и весьма ответственным этапом моделирования. Точность и корректность выполнения этой стадии, а также наличие и качество исходных данных по таким сложным и практически ненаблюдаемым объектам, как природные геологические среды, в значительной степени определяют достоверность прогнозирования поведения разрабатываемых месторождений.

Ожидалось, что переход к пластовому моделированию повысит точность гидродинамических расчётов благодаря более тесному соответствию между гидродинамическими и реальными геологическими характеристиками пластов. Считалось, что это позволит сократить расхождения между прогнозными проектными показателями и фактическими результатами до приемлемых временных и количественных границ.

Методика исследования. Масштабное внедрение технологий моделирования привело к существенным позитивным изменениям в практике проектирования: была достигнута унификация проектных решений, повысилось качество проектно-технической документации и общий уровень культуры проектных работ. Уже на ранних этапах после достижения очередной контрольной точки проектных параметров фиксируется отклонение фактической динамики добычи нефти и газа от расчетных значений. При этом показатели текущей добычи и величина конечной нефте- и

газоотдачи (извлекаемые запасы) закрепляются в лицензионных соглашениях и относятся к официальным параметрам, подлежащим обязательному исполнению и государственному контролю в соответствии с требованиями действующих нормативных документов («Правила разработки», «Правила охраны недр» и др.) [4].

Массовое внедрение численного пластового моделирования в практике разработки нефтяных и газовых месторождений осуществлялось в условиях фактического игнорирования рисков, присущих применению численных методов к сложным природным объектам, на которые указывали специалисты - основоположники данного направления. Характерным является предупреждение Х. Азиза: «Следует помнить, что моделирование не является точной наукой. Все модели базируются на допущениях и обеспечивают лишь приближённые решения реальных задач» (пятое из десяти «золотых правил инженера») [1].

Достоверная и детализированная реконструкция геологического строения продуктивных пластов не может быть получена и исключительно на основании данных двух- или трёхмерной сейсморазведки. На этапе интерпретации сейсмических материалов специалист выполняет корреляцию основных отражающих горизонтов в пределах выбранного сейсмического объёма, формируя набор данных вида (x, y, t) , где t соответствует двукратному времени пробега упругой волны до интерпретируемого горизонта. На основе этих данных строится регулярная сетка, в результате чего формируется временная структурная карта пласта [6].

На следующем этапе временная структурная карта преобразуется в глубинную с использованием скоростной модели вышележащих отложений. Следует отметить, что существует несколько методов перевода временных представлений в глубинные, включая аналитические, статистические и численно-моделируемые подходы. Выбор оптимальной методики определяется объёмом и качеством имеющейся геолого-геофизической информации, а также степенью сложности геологического строения изучаемого объекта. При этом неизбежны неопределённости скоростной модели вносят дополнительные погрешности в глубинные построения, что требует критического подхода к интерпретации полученных результатов.

В ряде случаев сейсмические данные либо полностью отсутствуют, либо их качество оказывается недостаточным для получения достоверной и интерпретируемой геологической информации. Подобные ситуации характерны, в частности, для месторождений, в пределах которых наличие развитой поверхностной инфраструктуры существенно ограничивает проведение сейсморазведочных работ и приводит к возникновению интенсивных техногенных помех в регистрируемых сигналах. Низкое качество сейсмических данных может быть также обусловлено геологическими факторами, включая наличие газонасыщенных интервалов в вышележащих отложениях, а также присутствие высоко отражающих границ, залегающих выше целевых горизонтов. Указанные особенности приводят к значительному ослаблению энергии проходящих сейсмических волн и ухудшению разрешающей способности в более глубоких частях разреза [3].

При построении геологических и фильтрационных моделей целенаправленно выполняется комплекс процедур, направленных на формирование формализованной основы для численных расчётов. Управление процессами разработки месторождений углеводородов требует максимально возможной детализации геологической модели, при этом предельный уровень её детальности ограничивается разрешающей способностью применяемых геофизических методов исследований скважин (ГИС) и объёмом доступной информации. В то же время традиционные детальные геологические построения, выполненные в рабочем масштабе даже в двухмерном площадном представлении (структурные и параметрические карты, геологические профили, диаграммы различных методов ГИС, сейсмические разрезы и др.), а также модели небольших по размерам объектов, как правило, мало пригодны для непосредственной машинной обработки и численного моделирования.

Указанные ограничения многократно усиливаются при переходе к моделированию крупных и гигантских месторождений, где возникает необходимость обработки и интерпретации колоссальных объёмов разнородной геолого-геофизической и промысловой информации [2]. С целью выполнения данного требования при переходе от геологической модели к фильтрационной в алгоритмах моделирования предусматривается применение процедур ремасштабирования (upscaling), приводящих к существенному сокращению числа расчётных узлов за счёт укрупнения блоков и осреднения фильтрационно-ёмкостных свойств внутри ячеек. Данные процедуры носят принципиально необратимый характер и неизбежно сопровождаются потерей информации о мелкомасштабной геологической неоднородности, искажением пространственного распределения параметров и, как следствие, снижением адекватности модели с точки зрения геологического строения объекта. В результате фильтрационная модель априори перестаёт быть эквивалентной исходной детальной геологической модели [5].

На следующем этапе моделирования выполняются процедуры адаптации модели к истории разработки (history matching), включающие настройку динамических параметров, корректировку исходных фильтрационно-ёмкостных характеристик, фазовых проницаемостей, относительных проницаемостей и других параметров, определяющих фильтрационные процессы. При этом фактически осуществляется подбор таких значений параметров, которые обеспечивают приемлемую сходимость расчётных и фактических промысловых показателей, зачастую в ущерб их физической и геологической обоснованности.

По существу, реализуемая в ходе адаптации «подгонка» модели приводит к нивелированию результатов предыдущей детальной геологической интерпретации. В итоге формируется укрупнённая, огрублённая и существенно осреднённая фильтрационная модель, которая может значительно отличаться от исходной геологической концепции, однако при этом остаётся вычислительно устойчивой и пригодной для проведения инженерных расчётов и прогноза показателей разработки [7].

Процесс разработки нефтегазовых месторождений сопровождается движением многофазных и многокомпонентных флюидных систем, поведение которых характеризуется выраженной неравновесностью, нелинейностью и сложными реологическими свойствами. Существенную роль при этом играют неоднородность фильтрационно-ёмкостных свойств, трещиноватость, капиллярные эффекты и изменчивость смачиваемости пород.

Анализ и результаты. В таблице 1, составленной на основе обобщения результатов исследований компетентных и опытных отечественных специалистов (Р.Т. Закиров, К.Б. Назаров, 2017), а также авторского анализа (К.Б. Назаров,

2018), представлены ключевые недостатки существующих подходов к моделированию, используемых геологических и фильтрационных моделей, применяемого программного обеспечения и методологии проектирования разработки. Основные из них заключаются в следующем:

- **упрощённое представление реальных пластов уже на стадии геологического моделирования**, где коллекторы часто описываются как однородные и гидродинамически связанные объекты. Последующий переход к гидродинамической модели и стандартные процедуры ремасштабирования приводят к утрате макро- и микрогетерогенностей, сглаживанию параметров, критически влияющих на характер движения нефти и других флюидов в пласте;
- **отсутствие общепризнанных и универсальных методов решения задач разработки**, основанных на применении геолого-гидродинамических моделей для реальных, сложно построенных геологических объектов, что обуславливает не уникальность решений и высокую степень интерпретационной неопределённости;
- **критическая зависимость качества моделирования от объёма и достоверности исходной информации**, при том что именно эти параметры определяют разрешающую способность модели и надёжность прогноза. В практических условиях объём доступных данных и их качество, как правило, оказываются существенно ниже уровня, необходимого для адекватного описания реального геологического объекта.

Таблица 1

Некоторые методологические и программно-алгоритмические ограничения, присущие современным программным средствам и подходам к проектированию разработки нефтяных и газовых месторождений

Недостатки	Следствия
Не качественные описания геологического строения залежей и пластов	Геологические модели уже на начальной стадии упрощаются, а продуктивные пласты представляются однородными. Модели ещё более упрощаются при переходе от геологических моделей к гидродинамическим и их последующей трансформации.
Симуляторы и программные обеспечения ориентированы на небольшие элементы разработки и небольшие модели	Симуляторы и программы не пригодны для крупных месторождений с большим числом скважин и длительной историей. Модели (так называемые «постоянно действующие») не пригодны для принятия решений для локальных задач и отдельных скважин.
Практически отсутствуют специфические опции к имуляторам, позволяющие рассчитывать добычу за счёт технологий МУН	Расчёты оценки эффективности МУН не проводятся или проектировщики избегают их проводить.
В симуляторах не отражен реально применяемый на скважинах широкий спектр технологий ОПЗ	В расчётах не учитывается реальная добыча за счёт технологий ОПЗ.
Низкое качество моделирования связи массообмена пласт-скважина и технологий работы со скважинами	Невозможно оценить эффективность реализации на практике технологий МУН и ОПЗ (ГРП, ОПЗ). Из-за чего расчёты эффективности не корректны.
Недостаток и низкое качество исходной информации	Начальная информация обычно ниже необходимого объёма, иногда - минимального. В то же время используются неудовлетворительно огромные массивы информации по месторождениям с длительной историей разработки и большим фондом скважин.

Недостатки современных численных симуляторов и применяемой методологии пластового моделирования наиболее отчётливо проявляются при оценке эффективности методов увеличения нефте- и газоотдачи (МУН). В условиях, когда ожидаемый технологический эффект от внедрения МУН исчисляется единицами процентов, к точности и физической корректности расчётов предъявляются существенно более жёсткие требования. Для адекватной оценки таких эффектов необходимо использование специализированных физических и численных опций симуляторов, которые, как правило, не реализованы либо не применяются в отечественной практике.

Существенным методологическим ограничением является отсутствие строгого и полного описания взаимодействия системы «пласт–скважина», включая нелинейные эффекты притока, изменения фильтрационных свойств призабойной зоны и динамику фазовых взаимодействий. Кроме того, отсутствуют установленные на основе общепринятых, научно обоснованных методик достоверные количественные оценки технологических эффектов МУН для различных геолого-физических условий, которые могли бы быть корректно использованы для их имитации в численных моделях. Совокупным следствием указанных факторов является низкая точность и воспроизводимость результатов расчётов, а также недостаточная надёжность выводов, получаемых на их основе.

Заключение. Более чем двадцатилетний опыт проектирования и реализации разработки нефтяных месторождений с применением методов пластового моделирования позволяет сформулировать следующие обобщённые выводы:

1. Пригодность цифровых гидродинамических моделей, построенных на базе трёхмерных геологических моделей, определяется их способностью обеспечивать достоверный прогноз режимов фильтрации и добычи. Однако декларируемый переход от аналитических методов проектирования к пластовому моделированию не привёл к ожидаемому повышению точности прогнозов.
2. Широкое внедрение пластового моделирования способствовало закреплению практики перманентного проектирования, не обусловленного реальными изменениями условий разработки, а зачастую продиктованного исключительно необходимостью формального обновления проектных документов.
3. Недостатки геологических и фильтрационных моделей, применяемых в отечественной практике, обусловлены несовершенством методологии их построения и ограниченностью исходной информации. Стремление во что бы то ни стало сформировать геологическую модель при дефиците первичных данных приводит к использованию произвольных допущений, необоснованных аналогий и субъективных предположений. В результате такие модели неадекватно отражают реальные геологические условия.
4. При современном уровне развития методов моделирования и существующем состоянии информационной базы результаты гидродинамических расчётов добычи нефти и газа следует рассматривать исключительно как прогнозные оценки. Признание того, что любая модель даёт лишь приближённое решение реальной задачи, предполагает разумное

ограничение использования результатов моделирования преимущественно для относительного сопоставления альтернативных вариантов разработки.

5. Признание прогнозных уровней добычи нефти и газа обязательными к исполнению является правомерным лишь при одновременном строгом закреплении всех остальных определяющих параметров разработки, включая число действующих скважин, режимы их эксплуатации, объёмы закачки рабочего агента и иные технологические условия, обеспечивающие достижение расчётных показателей. В противном случае контроль выполнения прогнозных уровней добычи теряет научную и практическую обоснованность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра. - 1982. - С.408.
2. Дзюба В.И. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений.
3. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. - М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». - 2007. - С. 400.
4. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: Информационно-аналитический бюллетень (Прил. к журналу «Недропользование-XXI век»). - М.: НП НАЭН. - 2007. - Вып.3. - С. 72.
5. Янин А. О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной // Бурение и нефть. – 2005. - №11. - С.30-33.
6. Arfonovsky J.S., Cull G.W.L., Cox T.F., Gaffney P.D. Use and abuse of reservoir simulation (3 parts). Oil and Gas Journal, 1984, Nov. 5 and 19, Dec. 3.
7. Coats K.H. Use and Misuse of Reservoir Simulation Models. SPE Reprint Series, 1973, no. 11: Numerical Simulation, pp. 183-190.