

УДК 553.98.001.57

**Халимов Э.М.**

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), Санкт-Петербург, Россия, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## ДЕТАЛЬНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

*Обобщен отечественный опыт проектирования разработки нефтяных месторождений по опыту работы Центральной комиссии по разработке месторождений полезных ископаемых Роснедра\*. Описан алгоритм построения детальных геологических моделей и фильтрационной численной модели. Перечислены недостатки программного обеспечения и методологии проектирования работ. Приведены выводы и предложения по совершенствованию методики проектирования.*

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

Численное моделирование продуктивных пластов в отечественной практике проектирования разработки стали применять в конце 1990-х гг. Этому способствовало накопление быстро действующих цифровых вычислительных машин и развитие численных методов, позволяющих выполнять большие объемы вычислений.

Геологические модели, дающие приближенное представление о реальных объектах, являются основой цифровой фильтрационной модели, пришедшей на смену физической, аналоговой моделям, предназначенным для решения конечно-разностных уравнений, описывающих двух- и трехмерное многофазное течение флюидов в неоднородных средах.

Построение геологических моделей является начальной, весьма ответственной стадией моделирования. От корректности постановки и выполнения этой стадии, от количества и качества имеющихся входных данных, по таким специфичным объектам моделирования каким являются природные ненаблюдаемые непосредственно геологические среды, существенно зависят достоверность описания поведения разрабатываемых месторождений в будущем.

Моделирование процессов извлечения нефти на основе численных геологических моделей уже более 20 лет стало привычной, стандартной операцией в практике проектирования.

---

\* Автор в период с 1974 по 2010 гг. являлся членом и экспертом ЦКР Роснедра, активно участвовавшим в работе.

Ожидалось, что переход к пластовому моделированию позволит повысить точность гидродинамических расчетов за счет сближения гидродинамических и реальных геологических параметров пластов. Считалось, что расхождение между проектными расчетными прогнозными технологическими показателями и фактическими должно снижаться до количественных и временных пределов, удовлетворяющих практику.

Рассчитывали, что пластовое моделирование позволит ускорить переход от ручного управления разработкой к автоматизированному, облегчит оптимизацию и решение текущих управленческих нефтепромысловых задач по ремонту скважин, регулированию отборов и закачки, дострелу пластов и другим нефтепромысловым операциям.

Действительно, массовое применение технологий моделирования внесло заметные улучшения в практику проектирования: унифицировалось, улучшилось качество документации, повысилась культура проектных работ. Очень важным результатом внедрения технологии моделирования явилось расширение диапазона прогнозных сценариев, позволяющего увеличить возможный выбор проектного решения.

Вместе с тем, как показал многолетний практический опыт проектирования и реализации проектов, не удалось решить главную задачу – повысить точность получаемых результатов. Несмотря на значительное увеличение разного рода исследовательских, проектных работ и объема затрат в целом по-прежнему сохраняется существующий главный недостаток прогнозов – расхождение фактических и расчетных технологических показателей (текущей и конечной добычи нефти). Уже вскоре после наступления новой точки отсчета проектных показателей наблюдается отклонение фактической динамики текущей добычи нефти от проектной. Между тем показатели текущей добычи и величина конечной нефтеотдачи (извлекаемые запасы нефти) фиксируются в лицензионном соглашении и являются официальными показателями, подлежащими безусловному выполнению и контролю. Согласно требованиям нормативных документов («Правила разработки», «Правила охраны недр» и др. [Правила разработки..., 1987; Регламент по созданию..., 2000; Методические рекомендации..., 2007]) в случае отклонения за пределы допустимых отклонений фактических показателей разработки от проектных считается, что лицензионное соглашение не выполняется, что чревато серьезными неприятностями.

В связи с этим, во избежание конфликтов с государственными органами, недропользователь вынужден выполнять новый проектный документ с обоснованием динамики добычи нефти, несмотря на то, что состояние и развитие месторождения не нуждается в новой проектной документации. Во многих случаях процедура перерастает в

непрерывно продолжающееся *перманентное проектирование*.

Для выхода из сложившейся ситуации предложено расширить диапазон норматива допустимого отклонения от проектного уровня. Такой норматив был установлен административно без серьёзного обоснования («Правила охраны недр» Постановление Госгортехнадзора РФ №71 от 06.06.2003 г.). Предложено несколько вариантов расширения диапазона (до 50%) [Янин, 2005].

Как показал 20-летний опыт работы ЦКР Роснедра (ежегодно экспертировалось до 400 проектных документов), точность расчетов динамики добычи нефти в целом после массового перехода проектирования на пластовое моделирование сколь либо заметно не увеличилась.

Для зрелых месторождений, имеющих длительную историю разработки и находящихся в поздней стадии, точность прогнозов, выполненных с использованием традиционных аналитических методик, не уступает, полученным с применением пластового моделирования.

Между тем численное пластовое моделирование является более трудоёмким, дорогостоящим, требующим привлечения значительных человеческих и технических ресурсов.

Изучая возможные источники причин, влияющих на отклонение фактических показателей от проектных, полезно проанализировать корректность постановки работ по моделированию, количество и качество исходной информации и обоснованность алгоритма и используемых процедур. Хотя, конечно, не исключены возможные численные источники ошибок и субъективные причины (не выполнение или отставание от проектных сроков выполнения физических объемов проектных работ).

Широкое применение пластового моделирования для решения задач разработки месторождений нефти началось в условиях полного пренебрежения опасностями, таящимися при использовании численных методов для природных объектов, о которых предупреждали эксперты – родоначальники метода [Coats, 1973; Aziz Settari, 1979; Arfonovsky et al., 1984].

Хорошо известно предупреждение Х. Азиза: «Помните, что моделирование не является точной наукой. Все модели основаны на предположениях и дают только приближённые решения реальных задач» (пятое из десяти «Золотых правил для инженеров») [Азиз, Сеттари, 1982].

Геологическая среда и объекты разработки представляют собою физические поля, лишённые систематичности и стройности, которые невозможно строго описать математически. Возможно, только построение схематичной математической модели,

приближенно похожей на реальный объект, так как практически доступная геологическая информация, положенная в её основу охватывает лишь ничтожную часть объема залежи. Хорошо известно, что реальный объём выноса керна из продуктивной части пород составляет обычно микро и нано доли от объёма залежи, а исследованный в лабораториях и того меньше.

Достоверную картину детального геологического строения продуктивных пластов также нельзя получить на основании данных двух- или трехмерной сейсморазведки.

«Интерпретатор коррелирует основные временные горизонты на определенном сейсмическом блоке и создает набор  $(x, y, t)$  данных, которые представляют собой двойное время пробега волны до коррелируемого горизонта. Затем по этим данным строится сетка, так что в результате получается временная карта структуры пласта.

На следующей стадии эта временная карта переводится в глубинную с использованием скоростной модели вышележащих отложений. Существует несколько подходов к переводу времени в глубину, при этом выбор оптимального метода осуществляется в зависимости от имеющихся в наличии данных и сложности геологических условий.

В некоторых случаях данные сейсморазведки отсутствуют, либо их качество оказывается слишком низким, что делает невозможным получение достоверной картины. Такое случается, например, на тех месторождениях, где наличие поверхностной инфраструктуры мешает проведению сейсморазведки и вызывает помехи в регистрируемых данных. Получение данных плохого качества также может быть связано с присутствием газа в вышележающих отложениях или с наличием сильно отражающих поверхностей, расположенных выше интересующих горизонтов, которые снижают энергию сейсмических волн, проходящих в более глубокие слои» [Косентино, 2007].

В целом если продуктивные пласты вблизи скважин являются областью, детальное строение которой можно удовлетворительно исследовать на основании трёх видов информации (геологическая, геофизическая, нефтепромысловая), то межскважинное пространство остаётся зоной неопределенности. Особенно это справедливо для условий редких сеток скважин.

Например, для построения моделей тектонических нарушений в межскважинном пространстве, не зафиксированных скважинами, основной информацией служат сейсмические данные, получаемые на поверхности путем регистрации сейсмоприёмниками отражённых волновых пакетов, получаемых с помощью вибрационных или взрывных источников колебаний. Массив сейсмических данных загружается в программный комплекс,

где и осуществляется их интерпретация по временным сейсмическим разрезам и пластам. В результате определяют, где в структуре пласта располагается возможное тектоническое нарушение, но информации о том, препятствуют ли обнаруженные в результате интерпретации разломы движению флюидов, не получают. А между тем, для гидродинамической модели имеют значения лишь те тектонические нарушения, которые нарушают связность коллектора и оказывают влияние на движение флюидов.

При построении геологической и фильтрационной моделей намеренно выполняются процедуры, создающие основу для схематизации расчётов. Для управления разработкой месторождения требуется высокая детализация геологической модели, степень детальности которой лимитируется лишь разрешающей способностью методов ГИС. Традиционные детальные геологические модели, выполненные в рабочем масштабе даже в двухмерном площадном измерении (карты, профили, диаграммы различных методов ГИС и сейсмопрофилей и т.д.), и небольших по размерам объектов мало пригодны для машинной обработки. Трудности многократно возрастают при построении моделей крупных и гигантских месторождений, когда приходится иметь дело с огромным массивом информации.

Современные программные продукты, в которых геологическая модель представляется в виде трёхмерных объёмных сеток, либо в виде послойных цифровых карт, детали геологического строения пластов уже не изображают, а именно в них **«кроемся дьявол»**. Эти модели характеризуются осреднением параметров пластов, огрублением, укрупнением, масштабированием, разделением единого структурного каркаса на сегменты и отделением для отдельного моделирования. При этом создаются благоприятные условия для проведения расчетов, хотя уже на другой модели, отличающейся от исходной. Вполне очевидно, что строение обеих моделей будет различаться между собой, также как и отличаться от реальной.

**Следовательно, уже на первом этапе 3-Д моделирования происходит отход от детальной геологической модели, которая сама является лишь каким-то приближением к реальной.**

Дальнейшее упрощение и огрубление геологической модели осуществляют в процессе построения фильтрационной модели. Последняя является средством математического моделирования и предназначена для решения уравнений материального баланса в сочетании с уравнением движения. Основным требованием, предъявляемым к ним, является **«необходимость проводить компьютерные расчёты пластовых процессов и показателей разработки при экономически допустимых затратах машинного времени»**. Чтобы

удовлетворить это требование при переходе от геологической модели к фильтрационной в алгоритме моделирования предусмотрены процедуры ремасштабирования, приводящие к уменьшению числа узлов модели путем укрупнения блоков и осреднения свойств внутри ячеек. Эта процедура всегда приводит к потере информации [Халимов, 2008] и искажению представлений геологов. Модель заведомо становится неадекватной.

Теперь необходимо провести *процедуры по адаптации к истории разработки, настройке истории, корректировку исходных параметров, фазовых проницаемостей, т.е. вместо замеренных параметров подобрать такие значения, которые позволяют добиться приемлемой сходимости исторических и расчётных показателей*. По существу осуществляемая «подгонка» (более точное название процедуры) сводит всю предыдущую работу геолога по построению детальной геологической модели к нулю. Получаем укрупнённую, огрублённую и осреднённую фильтрационную модель, хотя и *отличающуюся от детальной геологической, но зато пригодную для проведения расчётов*.

Процесс разработки нефтегазовых месторождений связан с движением многофазных многокомпонентных сред, которые характеризуются неравновесными и нелинейными реологическими свойствами. Реальное поведение пластовых систем определяется сложностью строения пористой среды, реологией движущихся жидкостей, многообразием взаимодействия между жидкостью и пористой средой. Естественно, будущая динамика расчётных показателей, рассчитанная на фильтрационной модели, построенной по описанной выше процедуре, будет отличаться от реальных показателей.

В табл. 1, составленной на основании обобщения результатов исследований компетентных и многоопытных отечественных специалистов [Дзюба, 2007; Халимов, 2008] и авторского анализа [Халимов, 2005], представлены основные недостатки моделирования, геологических и фильтрационных моделей, используемого программного обеспечения и методологии проектирования. Они заключаются в следующем:

➤ Реальные пласты уже в геологической модели описываются однородными и связными, а последующий переход к гидродинамической модели и штатное ремасштабирование приводит к потере макро- и микронеоднородности, к сглаживанию важнейших параметров, влияющих на движение нефти в пласте.

➤ Отсутствуют общепризнанные методы решения задач разработки при использовании геолого-гидродинамических моделей для реальных геологических объектов [Дзюба, 2007].

➤ Важнейшей основой моделирования является исходная информация. От её объёма

зависит разрешающая способность модели, от качества – прогнозная надежность. Объем же исходной информации и её качество, как правило, ниже достаточного уровня.

Таблица 1

**Некоторые недостатки программного обеспечения  
и методологии проектирования разработки нефтяных месторождений**

Недостатки	Следствия
Низкое качество 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 симуляторам, 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 симуляторов и методологии моделирования еще острее проявляются в результативности и точности расчётов эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Например, для оценки эффективности результатов применения МУН, эффект от которых исчисляется в нескольких процентов, необходимо использовать специфические опции к симуляторам, не применяемые в российской практике. Отсутствует строгое и полное описание взаимодействия системы «пласт-скважина». Отсутствуют установленные по общепринятой научно обоснованной методике реальные технологические эффекты от МУН для различных геологических условий, которые могли бы обоснованно использовать для имитации их в симуляторах. Общим следствием указанных недостатков является – низкая точность и результативность расчётов и соответственно низкая надёжность вытекающих из

них выводов.

Более чем 20 –летний период опыт проектирования и реализации разработки нефтяных месторождений с применением пластового моделирования позволил сделать следующие выводы.

### **Выводы**

1. Пригодность цифровых моделей, построенных на геологических 3-мерных моделях, определяется по их способности обеспечивать точный прогноз режимов течения. Многообещающий переход проектирования на пластовое моделирование не привёл к повышению точности расчётов.

Точность прогнозов для разрабатываемых залежей с продолжительной историей добычи, выполненных традиционными аналитическими методами, не уступает полученным с применением пластового моделирования. Между тем трудоёмкость работ и затраты многократно возросли.

2. Применение пластового моделирования способствовало закреплению практики перманентного проектирования, не вызываемого реальными процессами разработки.

3. Недостатки геологических и фильтрационных моделей, используемых в отечественной практике, связаны с несовершенством методики их построения и малым объёмом исходной информации. Стремясь непременно построить геологическую модель при недостатке первичной геологической информации прибегают к произвольным допущениям, необоснованным аналогиям, домыслам и догадкам. Из-за чего построенные геологические модели не адекватны реальным условиям.

Фильтрационные модели строятся на неадекватных, осреднённых, огрублённых геологических моделях. Поэтому расчёты, выполненные на таких моделях, не отражают реальные режимы течения.

4. При современном уровне моделирования и состоянии информационной базы результаты гидродинамических расчётов по добыче нефти нужно рассматривать в качестве прогнозных.

Признание того, что все модели дают только приближённые решения реальных задач, означает разумное ограничение использования результатов гидродинамических расчётов только для относительного сопоставления расчетных вариантов.

Некорректно отождествление прогнозных технологических показателей по добыче нефти и газа с лицензионными уровнями, возведёнными в ранг обязательных для выполнения и контроля государственными надзорными органами, нарушение которых



чревато применением санкций.

Некорректно использование на практике шкалы предельных отклонений от проектных показателей добычи нефти для обоснования лицензионных уровней.

5. Правомерно признание обязательным для исполнения прогнозной добычи нефти и газа лишь при одновременном строгом установлении всех других параметров (числа действующих скважин, режима их работы, объёма закачки воды и т.д.), обеспечивающих достижение расчётных уровней добычи.

### Литература

*Азиз Х., Сеттари Э.* Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра. - 1982. - 408 с.

*Дзюба В.И.* Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. Проблемы и перспективы // Вестник ЦКР Роснедра. - Москва. 1/2007. - С. 35-39.

*Косентино Л.* Системные подходы к изучению пластов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». - 2007. – 400 с.

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: Информационно-аналитический бюллетень (Прил. к журналу «Недропользование-XXI век»). – М.: НП НАЭН. - 2007. – Вып.3. – 72 с.

Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. - М.: Министерство нефтяной промышленности СССР. - 1987. – 66 с.

Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. - Москва, Минтопэнерго РФ, 2000. - 129 с.

*Халимов Э.М.* Проект разработки: план действий или прогноз? // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №4. - С. 44-49.

*Халимов Э.М.* Разработка нефтяных месторождений в условиях рынка. - СПб.: Недра. - 2005. - 298 с.

*Янин А.* О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной // Бурение и нефть. – 2005. - №11. - С. 30-33.

*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.

*Aziz K., Settari A.* Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers Ltd, London, 1979.

*Coats K.H.* Use and Misuse of Reservoir Simulation Models. SPE Reprint Series, 1973, no. 11: Numerical Simulation, pp. 183-190.

**Khalimov E.M.**

All-Russia Petroleum Research Exploration Institute (VNIGRI), Saint Petersburg, Russia, [ins@vnigri.ru](mailto:ins@vnigri.ru)

## DETAILED GEOLOGICAL MODELS AND THREE-DIMENSIONAL SIMULATION

*The domestic experience in the designing of oil fields development is summarized on the basis of experience of the Central Commission for the development of mineral resources Rosnedra. An algorithm for the construction of detailed geological models and filtration numerical model is described. The disadvantages of the software and methodology for designing are presented. The conclusions and suggestions for improving the design techniques are provided.*

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

### References

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.

Aziz K., Settari A. Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers Ltd, London, 1979.

Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh sistem* [Mathematical simulation of reservoir systems]. Moscow: Nedra, 1982, 408 p.

Coats K.H. Use and Misuse of Reservoir Simulation Models. SPE Reprint Series, 1973, no. 11: Numerical Simulation, pp. 183-190.

Dzyuba V.I. *Gidrodinamicheskoe modelirovanie razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy. Problemy i perspektivy* [Hydrodynamic simulation of oil field development. Problems and prospects]. Vestnik TsKR Rosnedra. Moscow, 1/2007, pp. 35-39.

Khalimov E.M. *Proekt razrabotki: plan deystviy ili prognoz?* [Project of development: an action plan or forecast?]. Neftyanoe khozyaystvo, 2008, no. 4, pp. 44-49.

Khalimov E.M. *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy v usloviyakh rynka* [The development of oil fields in the marketplace]. Saint Petersburg: Nedra, 2005, 298 p.

Kosentino L. *Sistemnye podkhody k izucheniyu plastov* [Systemic approaches to the study of strata]. Moscow, Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, NITs «Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika», 2007, 400 p.

Yanin A. *O dopustimyykh otkloneniyakh fakticheskoy dobychi nefi ot proektnoy* [On the admissible difference between the actual oil production and the project production]. Burenie i nefi', 2005, no. 11, pp. 30-33.