



**Э.М. Халимов**  
 д-р геол.-мин. наук  
 профессор  
 академик РАЕН  
 ВНИГРИ  
 заместитель директора по научной работе  
 Ekhalimov@mail.ru  
 эксперт, член ЦКР (1974–2010)

# Детальные геологические модели и трехмерное моделирование (по опыту работы ЦКР)

*На основе двадцатилетнего опыта проектирования и реализации разработки нефтяных месторождений с применением пластового моделирования автор приходит к выводу, что при современном уровне моделирования и состоянии информационной базы результаты гидродинамических расчетов по добыче нефти нужно рассматривать в качестве прогнозных*

*On the basis of twenty years ' experience of designing and realization of oil field development with application of reservoir simulation, the author comes to the conclusion that at the present level of modeling and condition of the information base of results of hydrodynamic calculations for the extraction of oil should be viewed as a forecast*

**Ключевые слова:** геологическая модель, фильтрационная модель, трехмерное моделирование, перманентное проектирование

**Keywords:** the geological model, filtration model, three-dimensional modeling, permanent engineering design

**Ч**исленное моделирование продуктивных пластов в отечественной практике проектирования разработки стали применять в конце 1990-х гг. Этому способствовало накопление быстродействующих 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 – начальная, весьма ответственная стадия моделирования. От корректности выполнения этой стадии, от количества и качества имеющихся вход-

ных данных по таким специфичным объектам моделирования, какими являются природные ненаблюдаемые непосредственно геологические среды, существенно зависит достоверность описания поведения разрабатываемых месторождений в будущем.

Моделирование процессов извлечения нефти на основе численных геологических моделей уже более 20 лет – привычная, стандартная операция в практике проектирования.

## **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**

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 стало 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 ре-

зультатов. 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. [4, 5, 6]) в случае превышения 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 оформлять 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 непрерывное *перманентное проектирование*.

Для выхода из сложившейся ситуации предложено расширить диапазон норматива допустимого отклонения от проектного уровня. Такой норматив был установлен административно без серьезного обоснования («Правила охраны недр», постановление Госгортехнадзора РФ № 71 от 06.06.2003). Предложено несколько вариантов расширения диапазона (до 50%) [9].

Как показал 20-летний опыт работы ЦКР (ежегодно экспертировалось до 400 проектных документов) точность расчетов динамики добычи нефти в целом после массового перехода проектирования на пластовое моделирование 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 трудоемким, 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, обоснованность алгоритма и используемых процедур. В то же время, не исключены возможные численные источники ошибок и субъективные причины (невыполнение 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 [10, 11, 12]. Хорошо известно предупреждение Х. Азиза «Помните, что моделирование не является точной наукой. Все модели основаны на предположениях и дают только приближенные решения реальных задач» [1].

## **Важным результатом внедрения технологии моделирования стало расширение диапазона прогнозных сценариев, позволяющего увеличить возможный выбор проектного решения**

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, т.к. практически доступная геологическая информация, положенная в ее основу, охватывает лишь ничтожную часть объема залежи. Хорошо известно, что реальный объем выноса керна из продуктивной части пород составляет обычно микро- и нанодоли от объема 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, – отмечает Л. Косентино, – и создает набор  $(x, y, t)$  данных, которые пред-

ставляют 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» [3].

В целом, если продуктивные пласты вблизи скважин являются областью, детальное строение которой можно удовлетворительно исследовать на основании 3 видов информации (геологическая, геофизическая, нефтепромышленная), то межскважинное пространство остается 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 сейсмоприемниками отраженных 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 про-



цедуры, создающие основу для схематизации расчетов. 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 2-мерном площадном измерении (карты, профили, диаграммы различных методов ГИС и сейсмопрофилей и т.д.) даже небольших по размерам объектов малоприспособны 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 3-мерных объемных сеток либо в виде послойных цифровых карт, детали геологического строения пластов уже не изображают. Эти модели характеризуются осреднением параметров пластов, огрублением, укрупнением, масштабированием, разделением единого структурного каркаса на сегменты и отделением для раздельного моделирования. При этом создаются благоприятные условия для проведения расчетов уже на другой модели, отличающейся от исходной. Вполне очевидно, что строение обеих моделей будет различаться между собой и отличаться от реального пласта.

Следовательно, *уже на первом этапе 3Д-моделирования происходит отход от детальной геологической модели*, которая сама является лишь 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 расчеты 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 [7] 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 расчетных показателей. По существу осуществляемая «подгонка» (более точное название процедуры) сводит всю предыдущую работу геолога по построению детальной геологической модели к нулю. Получаем укрупненную, огрубленную и осредненную фильтрационную модель, хотя и *отличающуюся от детальной геологической, но зато пригодную для проведения расчетов*.

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 расчетных показателей, рассчитанная на фильтрационной модели, построенной по описанной выше процедуре, будет отличаться от реальных показателей.

В *таблице 1*, составленной на основании обобщения результатов исследований компетентных и многоопытных отечественных специалистов [2, 7] и авторского анализа [8], представлены основные недостатки моделирования, геологических и фильтрационных моделей, используемого программного обеспечения и методологии проектирования:

## Для гидродинамической модели имеют значения лишь те тектонические нарушения, которые нарушают связность коллектора и оказывают влияние на движение флюидов

- 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;

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

Таблица 1

Недостатки	Следствия
Низкое качество описания геологического строения залежей и пластов	Геологические модели уже на начальной стадии упрощаются, а продуктивные пласты представляются однородными. Модели еще 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 счет технологий МУН	Расчеты оценки эффективности МУН не проводятся (или проектировщики избегают их проводить)
В симуляторах не отражен реально применяемый на скважинах широкий спектр технологий ОПЗ	В расчетах не учитывается реальная добыча за счет 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 расчеты эффективности не корректны
Недостаток и низкое качество исходной информации	Начальная информация обычно ниже необходимого объема, иногда – минимального. В то же время используются неудовлетворительно огромные массивы информации по месторождениям с длительной историей разработки и большим фондом скважин

- отсутствуют общепризнанные методы решения задач разработки при использовании геолого-гидродинамических моделей для реальных геологических объектов [2];

- важнейшей основой моделирования является исходная информация, от ее объема зависит разрешающая способность модели, от качества – прогнозная надежность; объем же исходной информации и ее качество, как правило, ниже достаточного уровня.

Недостатки симуляторов и методологии моделирования еще острее проявляются в результативности и точности расчетов эффективности методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Например, для оценки эффективности результатов применения МУН, эффект от которых исчисляется в нескольких процентах, необходимо использовать специфические опции к симуляторам, не применяемые в российской практике. Отсутствует строгое и полное описание взаимодействия системы «пласт–скважина». Отсутствуют установленные по общепри-

нятой методике реальные технологические эффекты от МУН для различных геологических условий, которые могли бы обоснованно использоваться для имитации их в симуляторах. Обще следствие этих недостатков – низкая точность расчетов и, соответственно, низкая надежность вытекающих из них выводов.

### **Недостатки геологических и фильтрационных моделей, используемых в отечественной практике, связаны с несовершенством методики их построения и малым объемом исходной информации**

Более чем 20-летний опыт проектирования и реализации разработки нефтяных месторождений с применением пластового моделирования позволил сделать следующие 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 привел к повышению точности расчетов.

Точность прогнозов для разрабатываемых залежей с продолжительной историей добычи, выполненных традиционными аналитическими методами, не уступает полученным с применением пластового моделирования. Между тем, трудоемкость 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 объемом 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 неадекватны реальным условиям.

Фильтрационные модели строятся на неадекватных, усредненных, огрубленных гео-

логических моделях. Поэтому расчеты, выполненные на таких моделях, не отражают реальные режимы течения.

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

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

Некорректно отождествление прогнозных технологических показателей по добыче нефти и газа с лицензионными уровнями, возведенными 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, объема закачки воды и т.д.), обеспечивающих достижение расчетных уровней добычи. 

## Литература

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. М. Недра. 1982. 408 с.
2. Дзюба В.И. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. Проблемы и перспективы. Вестник ЦКР Роснедра. Москва. 2007. № 1. С. 35–39.
3. Косентино Л. Системные подходы к изучению пластов. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». 2007. 400 с.
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. 72 с.
5. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. М. 1987. 66 с.
6. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. Москва. Минтопэнерго РФ. 2000. 129 с.
7. Халимов Э.М. Проект разработки: план действий или прогноз? // Нефтяное хозяйство. 2008. № 4. С. 44–49.
8. Халимов Э.М. Разработка нефтяных месторождений в условиях рынка. СПб. Недра. 2005. 298 с.
9. Янин А. О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной // Бурение и нефть. 2005. № 11. С. 30–33.
10. Coats K.H. Use and misuse of reservoir simulation. SPE Reprint Series 11.
11. Arfonovsky J.S., Cull G.W.L., Cox T.F., Gaffney P.D. (1984). Use and abuse of reservoir simulation (3 parts). Oil and Gas Journal, Nov.5 and 19, Dec. 3.
12. Aziz K., Settari A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers Ltd, London.

