

## РОЛЬ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Геолого-гидродинамическое моделирование является неотъемлемой частью при анализе и проектировании разработки месторождений нефти. Использование моделирования и его роль определяются особенностями геологического строения и состоянием разработки эксплуатационных объектов.

*Ключевые слова:* геолого-гидродинамическая модель, адаптация моделей, проектирование разработки.

В последние годы в связи с бурным развитием вычислительной техники и математических методов решения сложных задач геолого-гидродинамическое моделирование стало одним из эффективных инструментов анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений.

Современные средства геолого-гидродинамического моделирования позволяют обработать и интегрировать обобщить большой объем разнородной информации и представить месторождение в виде трехмерной, цифровой, физически содержательной модели.

В соответствии с действующим регламентом к проектным технологическим документам относятся: проекты пробной эксплуатации; технологические схемы разработки; проекты разработки; технологические схемы опытно-промышленных работ; авторские надзоры за реализацией технологических проектных документов.

К каждому виду документа предъявляются различные требования по решаемым задачам, содержанию проектного документа и исходным данным, на основе которых должен составляться документ (Муслимов, 2003). Следовательно, различаются и требования и подходы к геолого-гидродинамическим моделям.

Область использования моделей заключается, в первую очередь, в диагностике состояния разработки месторождения, распределения текущих запасов нефти, гидродинамического режима пласта и определении оптимального сценария дальнейшей разработки месторождения на основе многовариантных прогнозных расчетов.

Объекты моделирования (месторождения, эксплуатационные объекты, залежи, участки) обладают особенностями, связанными с размерами, геологическим строением, стадией разработки и другими свойствами. Для получения достоверных моделей необходимо учитывать все факторы, влияющие на процессы при разработке объектов.

Для мелких месторождений (каковыми являются множество месторождений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и других регионах) в отличие от крупных и средних месторождений, с количеством скважин в несколько сотен и тысяч скважин, моделирование месторождений требует своего подхода в силу особенностей геологического и технологического характера (Закиров, 2005). Наиболее существенными с точки зрения моделирования, на наш взгляд, являются: наличие нескольких (до 3 – 12) поднятий; существенная доля «врезовых» нарушений; совместная эксплуатация нескольких пластов с различными свойствами; небольшое количество скважин и неравномерное разбуривание; недостаточность исследований по кон-

тролю за разработкой; малый срок разработки.

Расположенные на месторождениях поднятия, как правило, соединены водоносными пластами и отстоят друг от друга на достаточно больших расстояниях (по сравнению с межскважинными расстояниями). Ввиду этого размещение скважин и, следовательно, скважинной информации крайне неравномерно. Интерполяция параметров при создании геологической модели в такой ситуации требует привлечения дополнительной информации.

Для построения структурных поверхностей за основу обычно принимаются результаты сейсмических исследований. Однако, как показывает опыт, погрешность сейсмических карт достигает десятков метров, что сопоставимо с амплитудами поднятий на мелких месторождениях. Для уточнения структурных построений строится разностная карта по отклонению сейсмических и скважинных значений. Очевидно, в зонах удаленных от скважин разностная карта близка к нулю, что является определенным допущением.

Более сложная задача стоит при расчете карт эффективных толщин и параметров пласта (пористость, проницаемость и т.п.). При подсчете запасов внимание уделяется исключительно нефтеносным площадям, а водоносная часть месторождения за контуром нефтеносности практически не изучается. Для мелких месторождений, когда отношение площади залежи к протяженности контура нефтеносности существенно меньше, чем для средних и крупных залежей, законтурная область и ее параметры играют существенную, а часто и определяющую, роль при разработке залежи. Это требует допущений путем введения дополнительной информации в виде «фиктивных скважин» или статистических зависимостей.

Гидродинамическое моделирование мелких месторождений также имеет свои особенности. Ввиду большой протяженности границ относительно площади залежи возрастает влияние на процесс фильтрации законтурных зон. Из-за небольшого фонда скважин доля вклада каждой скважины становится значительной. Поэтому необходима тщательная адаптация истории работы каждой скважины. В этом случае достоверность и полнота исследований становятся определяющими, так как при отсутствии исследований увеличивается количество параметров и диапазон их изменения, находящихся во власти исследователя.

Для залежей с трудноизвлекаемыми запасами, доля которых возрастает с каждым годом, и на поздних стадиях разработки, необходим индивидуальный, дифференцированный подход к каждому объекту разработки.

Большая часть трудноизвлекаемых запасов содержится в нетрадиционных коллекторах, нефть имеет высокую вязкость и неньютоновские свойства. При моделировании таких объектов возникает необходимость учета таких факторов как двойная пористость и проницаемость, сильная изменчивость параметров в межскважинном пространстве. Применение технологий воздействия на пласты, что является неотъемлемой составляющей разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (Муслимов, 2005), требует использования приемов для учета возникающих изменений объекта и процесса фильтрации. При этом для подавляющего числа технологий, особенно физико-химических методов, не разработаны математические модели, описывающие их взаимодействие с флюидами и породами и результаты их воздействия (Закиров, 2000).

Геологическая модель объекта, которая является трехмерным представлением о геологическом строении в виде структурных и параметрических моделей позволяет выявить особенности строения залежи, оценить запасы нефти и газа. Безусловно, построению компьютерной геологической модели должна предшествовать работа по изучению условий осадконакопления, литолого-фациальный анализ, выделение геологических тел, определение распространения плотных и разуплотненных пород, детальная корреляция разреза пласта.

Следует подчеркнуть важность геофизических, промысловых и физико-химических исследований, изучения керн и других исследовательских работ, от которых напрямую зависит достоверность как геологических, так и фильтрационных моделей, и, следовательно, верность и обоснованность результатов моделирования.

Объем, качество и достоверность исходной информации являются определяющим фактором качества геолого-гидродинамических моделей и проектного документа на разработку месторождения.

Гидродинамическое моделирование является одним из важнейших этапов проектирования разработки месторождений и состоит из двух стадий: адаптации модели по истории разработки и прогнозные гидродинамические расчеты.

На стадии адаптации модели, при наличии достаточного количества исследований, с хорошей точностью можно определить трехмерное распределение флюидов в пласте, текущий гидродинамический режим залежи, выявить осложнения геологического и технологического характера. При адаптации уточняются фильтрационные характеристики пластов, методы измерения, которых на современном этапе являются несовершенными (например, проницаемость) или они имеют высокую степень изменчивости в межскважинном пространстве. Таким образом, корректируются параметры геологической модели, выявляются особенности строения пластов, не вскрытых при бурении скважин, и, в целом, повышается достоверность представлений о геологическом строении залежей.

Важнейшим фактором при адаптации является физическая содержательность модели. Ввиду того, что адаптация является многопараметрической обратной задачей, она не имеет единственного решения. Поэтому искусством исследователя заключается в управлении корректируемыми параметрами (модификаторами) для достижения приемлемого совпадения расчетных и фактических зна-

чений целевых параметров, оставаясь при этом в диапазоне реальных значений модификаторов и соотношения между ними.

Существует опасность недопустимого отклонения от реального объекта при стремлении к максимальному приближению к фактическим величинам целевых параметров. Закладываемые в модель характеристики в большинстве имеют погрешность 15–20% и более. При этом измерения производятся только в скважинах, которые охватывают ничтожную долю объекта разработки, а параметры в межскважинном пространстве определяются путем интерполяции различными методами. Требования к приближению расчетного значения целевых параметров (как правило, текущей и накопленной добычи нефти по объекту и скважинам) с точностью 5–10%, которые содержатся в корпоративных регламентах по созданию моделей, в этих условиях являются нецелесообразными. Безусловно, при определенных навыках исследователя такая точность может быть достигнута, так как модель имеет большую степень свободы в виде множества изменяемых параметров. Но при этом физическое наполнение модели в большинстве случаев будет далеко от реальности, а модель не выполняет свои функции диагностики состояния разработки и малоприспособна для достоверного прогнозирования показателей.

Опыт показывает, что процесс адаптации нередко позволяет обнаружить и явления технологического характера. Например, неоднократно встречаются случаи, когда высокая обводненность скважин не удавалось адаптировать при помощи физически содержательных корректировок модели. При дополнительных исследованиях выявлялись наличие заколонных перетоков или нарушения эксплуатационной колонны. Другие ситуации связаны с недостоверностью учета добычи нефти по скважинам и отдельных пластам при их совместной эксплуатации.

Результаты адаптации являются основой для выбора технологий и объектов их применения на ближайший период, выбора вариантов дальнейшей разработки эксплуатационных объектов. Адаптированная фильтрационная модель используется для прогнозных гидродинамических расчетов вариантов разработки.

Здесь следует отметить, что несовершенство программных средств моделирования не позволяет полностью смоделировать процессы при применении малообъемных технологий, учесть неньютоновские свойства нефтей и ряд других явлений. Поэтому вводятся скачкообразные изменения параметров призабойной зоны пласта, имитирующих эффект от технологии воздействия на пласт, использовать ряд других приемов для максимального приближения модели к реальным процессам.

Многовариантные прогнозные гидродинамические расчеты служат для обоснования оптимального размещения новых скважин и объемов бурения, выбора объектов и момента применения геолого-технических мероприятий, прогнозирования динамики обводнения и дебитов скважин, выбора системы заводнения. В результате для каждого из вариантов рассчитываются уровни добычи нефти, достигаемая нефтеотдача и другие показатели, определяющие эффективность разработки месторождения.

Несмотря на большие временные затраты и трудозатраты специалистов, необходимые на проведение геолого-гидродинамического моделирования, при наличии доста-

А.В. Савинков<sup>1</sup>, В.Д. Скирда<sup>1</sup>, А.А. Иванов<sup>1</sup>, Р.В. Архипов<sup>1</sup>,  
А.Р. Мутина<sup>2</sup>, С.С. Сафонов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казанский государственный университет, Казань

<sup>2</sup>Технологическая компания Shlumberger ©, Москва  
Andrey.Savinkov@gmail.com

## ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СМЕСИ МЕТАН-ПРОПАН-ПЕНТАН В МИКРОПОРАХ ПОРОШКА СФЕРИЧЕСКИХ ЧАСТИЦ СТЕКЛА

Для трехкомпонентной смеси метана, пропана и пентана в молярных соотношениях, соответственно, 0,50 : 0,35 : 0,15 были проведены исследования рТ-диаграмм в свободном объеме и в пористой среде стеклянных сферических частиц со средним диаметром ~25 мкм. Показано, что для всего температурного диапазона двухфазной области фазовой диаграммы влияние пористой среды сводятся только к незначительному снижению давления. В то же время в однофазной области фазовой диаграммы поведения рТ-диаграмм в свободном объеме и в пористой среде различаются качественно: для смеси в пористой среде наблюдаются более слабая зависимость давления от температуры по сравнению с таковой для свободного объема. Высказана гипотеза, согласно которой влияние пористой среды на свойства смеси обусловлено эффектами мономолекулярного и капиллярного механизмов адсорбции, в результате которых в пористой среде возникает градиент состава вдоль нормали к поверхности поры, а для однофазной области – и градиент плотности.

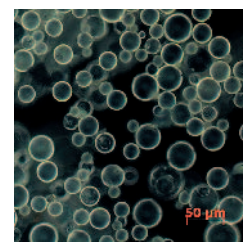
**Ключевые слова:** микропоры, взаимодействие с поверхностью пор, многокомпонентные смеси углеводородов, рТ-диаграмма.

### Введение

Поведение вещества в микро- и наноразмерных пористых средах представляет не только большой практический интерес для решения задачи оптимальной газоотдачи пластов, но и является одной из фундаментальных проблем для современной физики и химии. Известно, что ограниченная геометрия пор может оказывать существенное влияние на термодинамические свойства находящихся в них флюидов. Ограниченный масштаб пор, а также взаимодействия между веществом в порах и поверхнос-

тью субстрата могут уширять фазовые переходы первого рода и смещать фазовые границы на рТ-диаграмме заключенного в порах вещества (Fretwell et al., 1996; Thommes et al., 2002; Evans, 1990).

*Рис. 1. Фотография стеклянных микрочастиц порошка фирмы MNG Strahlanlagen GmbH, применяемого в экспериментах в качестве пористой среды.*



Окончание статьи Р.Х. Закирова «Роль геолого-гидродинамического моделирования...»

точного объема исходной информации и квалифицированных исполнителей, применение моделей позволяет более точно прогнозировать показатели разработки, оптимизировать эксплуатационные затраты и капитальные вложения.

Таким образом, геолого-гидродинамическое моделирование является, в первую очередь, мощным инструментом исследования, позволяющим интегрировать большой объем разнородной информации, получить представление о многогранном сложнейшем процессе разработки нефтяных залежей. Использование моделей при проектировании разработки, при глубоком знании возможностей и недостатков программных средств моделирования, заложенных в них математических моделей, позволяет существенно увеличить знания о строении и процессах выработки запасов и повысить как технологическую, так и экономическую эффективность добычи нефти.

### Литература

Закиров Р.Х. Разработка и внедрение методов воздействия на пласты на основе компьютерного моделирования. *Нефтяное хозяйство*. №11. 2000. 54-55.

Закиров Р.Х. Подходы к совершенствованию проектирования разработки с трудноизвлекаемыми запасами нефти. *Основной ресурс*. №1. 2005. 67-68.

Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой

нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во Каз. ун-та. 2003. 596.

Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2005. 688.

### R.Kh. Zakirov. Role of geological-hydrodynamic modelling at designing of oil field development

Geological-hydrodynamic modeling is an integral part at the analysis and designing of oil field development. Use of modeling and its role are defined by features of geological structure and a condition of operational objects development.

**Keywords:** geological-hydrodynamic model, adaptation of models, designing of development.

*Рустам Харисович Закиров*

К. ф.-м. н., ген. дир. научно-исследовательского центра геологии и технологии нефти и газа (НИЦ «Геотехнефтегаз»). Научные интересы: геологическое и гидродинамическое моделирование, проектирование разработки нефтяных месторождений.



420045, Россия, г. Казань, ул. Н. Ершова, 29. Тел./факс: (843) 295-39-31/273-03-64.