

ПРОЦЕСС АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А. А. Бугримов

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Научный руководитель О. К. Абрамович

Отмечено, что гидродинамические модели играют ключевую роль в решении задач, связанных с движением жидкостей и газов, но их прямое применение часто ограничено сложностью реальных систем, что требует адаптации моделей под конкретные параметры.

Ключевые слова: нефтегазозащработка, моделирование, адекватность, адаптация.

Процесс разработки нефтяных и газовых месторождений поддается моделированию, но при создании гидродинамической модели приходится сталкиваться со сложностями в подборе математического аппарата вследствие задействования большого количества сложно зависимых параметров. Гидродинамическое моделирование используют для прогнозирования поведения нефтяных пластов и оптимизации их разработки. Успешность моделирования зависит от способности модели точно воспроизводить реальные процессы, т. е. от степени ее адекватности [1].

Адекватность гидродинамической модели – это ее способность воспроизводить исторические данные месторождения с допустимой погрешностью. Критерии оценки созданной модели включают соответствие параметров, определенных по модели, параметрам, восстановленным по истории разработки, основные из которых – дебиты нефти, газа и воды, динамика пластового давления, результаты геофизических исследований скважин (распределение насыщенности и пористости, геологические данные (литология, тектонические особенности).

Допустимый процент отклонения устанавливается на основе отраслевых стандартов, например, $\pm 5\text{--}10\%$ для дебитов [2]. Для оценки модели могут использоваться статистические методы, к примеру, сравнение среднеквадратичных ошибок и экспертные оценки, учитывающие неопределенность исходных данных.

В моей работе процесс адаптации гидродинамической модели и эффективность ее оценки рассматриваются, в основном, на примере построения модели Романовского месторождения Российской Федерации. Промышленные залежи нефти месторождения установлены в отложениях нижнего мела и юры. Они являются основным нефтегазоносным комплексом рассматриваемого района.

В качестве структурного каркаса трехмерных моделей использовались стратиграфические карты кровли и подошвы пластов, построенные на этапе двумерного моделирования с учетом разбивок стратиграфических границ.

Вертикальное расслоение пластов проводилось по пропорциональной модели. Для выделения флюидонасыщенной части пластов использовалась поверхность ВНК, которые проверены на предмет замыкания залежей и соответствия характера насыщения проницаемых пропластков выше и ниже контактов флюидов.

Выбор размера сетки трехмерной геологической модели производился, исходя из анализа общей толщины пластов, размеров структур, расстояний между скважинами в соответствии с рекомендациями регламента по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений. Горизонтальный размер ячеек (по осям X и Y) составил для большинства пластов 50×50 м. Каждой ячейке сетки соответствует одно значение 3D-параметра, поэтому скважинные данные

усреднены до размеров ячеек сетки. Осреднение проводится на основе дискретной кривой литологии. Метод осреднения – средневзвешенный по толщине [3].

Осреднение скважинных данных включает в себя два этапа: первый – определение ячеек сетки, через которые прошли скважины, и второй – определение скважинных данных для каждой такой ячейки путем осреднения. В результате каждой ячейке, через которую прошла скважина, присваивается одно значение соответствующего параметра.

Моделирование куба литологии (*LITO*) производилось стохастическим пиксельным методом «последовательного индикаторного моделирования». Для моделирования кроме данных интерпретации ГИС в скважинах использовалась информация о расположении линий замещения коллекторов в пластах, по которым создавались замкнутые полигоны в пределах трехмерных моделей. По созданным полигонам строились дискретные параметры, характеризующие распространение зон замещения коллекторов. Эти зоны встраивались в итоговую литологическую модель с кодом «неколлектор». Месторождение смоделировано с достаточной степенью детальности. При создании модели использовался современный математический аппарат геостатистических и детерминистских технологий.

Гидродинамическое моделирование проводилось с помощью гидродинамического симулятора *tNavigator* компании *RFD* и *Tempest More* компании *Roxar*.

Математическая модель основана на уравнениях трехмерной трехфазной фильтрации [4].

Входными данными для модели являются: трехмерная геологическая модель пласта, каждая ячейка которой характеризуется фильтрационно-емкостными свойствами пород, начальное распределение насыщенностей флюидами и пластовое давление, функции капиллярных давлений и относительных фазовых проницаемостей, физические свойства фаз, информация о работе скважин, счетные параметры численного метода и параметры управления работой программы. В качестве начальных условий в пластах по насыщенности были заданы отметки водонефтяных контактов и кубы начальной и остаточной нефтенасыщенности. Модель насыщения пласта флюидами принята равновесной.

Для оценки построенной литологической модели производилось вычисление объемов коллекторов в нефтенасыщенной части пласта. Полученные результаты сравнивались с данными, рассчитанными интегральным способом. Адаптация модели к реальным условиям – это оценка решения обратной задачи, итерационный вычислительный процесс, приводящий к удовлетворительному соответствию между контрольными показателями реального процесса разработки залежи нефти и показателями построенной модели. Именно поэтому сходство ответных реакций на одинаковые внешние воздействия модели и объекта является одним из важнейших признаков, на основе которого оценивается качество построенной модели.

Отмечаемое в процессе адаптации несоответствие расчетных и фактических показателей, обусловлено тем, что большинство параметров модели не поддаются непосредственному измерению, и их приближенные значения оцениваются косвенно через другие переменные. Наличие погрешностей измерения, интерполяция, неполнота исходной информации, схематизация и упрощение структурных, фильтрационно-емкостных, физико-механических и физико-химических свойств пластовой системы – все это усложняет решение обратных задач и приводит к тому, что оцениваемые параметры и состояния могут определяться неоднозначно.

Основным инструментом адаптации модели на Романовском месторождении были локальные изменения куба проницаемости, проведено горизонтальное масштабирование ОФП путем задания краевых точек *SWL* (связанная водонасыщенность),

$SWCR$ (критическая водонасыщенность). Эти точки задавались отдельными кубами. Для вычисления куба SWL была найдена корреляция от пористости вида $SWL = A \cdot PORO + B$, эта корреляция подбиралась в ходе адаптации ГДМ на исторические замеры обводненности по скважинам. В итоге принята корреляция $SWL = -1,16 \cdot PORO + 0,474$ [5].

Куб $SWCR$ рассчитывался как $SWL + \text{const}$, где константа также подбиралась в ходе адаптации модели.

В некоторых местах был добавлен коллектор в небольших количествах, в целом была проведена детализация геологического строения месторождения на основе соответствия дебитов.

Гидродинамические расчеты по адаптации геолого-математической модели проводились при заданных по скважинам средних суточных объемах отборов жидкости с учетом фактических дней эксплуатации скважин и коэффициента продуктивности. Сравнение фактических и расчетных показателей разработки проводилось на конец каждого месяца. По накопленным показателям добычи нефти и жидкости за весь исторический период отклонения от фактической истории незначительны: накопленная добыча нефти в моделях на последнюю дату адаптации модели отличаются от фактической менее чем на 5 %.

Адаптация по скважинам также имеет удовлетворительную точность, 80 % накопленной добычи нефти по модели обеспечивают скважины с отклонением от фактической накопленной добычи нефти менее 20 %. По нескольким скважинам, из числа давших в сумме 80 % накопленной фактической добычи нефти, отклонение превышает 20 %, что обусловлено проведением на этих скважинах ОПЗ химреагентами, многократных смен насосного оборудования, эффект которых трудно в полной мере воспроизвести в ГДМ.

С позиции математической постановки можно выделить необходимые и достаточные условия адекватности модели реальным объектам. Традиционным подходом при построении модели является достижение заданной невязки между расчетными значениями и наблюдаемыми значениями поля. Достижение заданной невязки по отдельно взятому полю – условие адекватности. Однако по отдельно взятому полю практически всегда можно подобрать модель, удовлетворяющую заданной невязке. В то же время для другого поля та же модель может существенно превосходить невязку. Поэтому важно подобрать такую модель, которая грубо, но будет удовлетворять всем полям. В качестве достаточного условия адекватности модели реальным объектам можно использовать минимальное обобщенное расстояние. Для быстроты адаптации и расчета возможно пользоваться процедурой масштабирования.

Использование излишне сложных моделей, содержащих большое число искомым параметров, приводит в случае малых выборок к неустойчивости, подобной неустойчивости некорректно поставленных задач.

Л и т е р а т у р а

1. Абрамович, О. К. Применение ЭВМ в расчетах по разработке, эксплуатации нефтяных месторождений : пособие по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / О. К. Абрамович. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2021. – 137 с.
2. Бравичева, Т. Б. Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие / Т. Б. Бравичева, К. А. Бравичев, А. О. Палий. – М. : ИЦ РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. – 245 с.
3. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа / Р. М. Тер-Саркисов, В. М. Максимов, К. С. Басниев [и др.]. – М. ; Ижевск : ИКИ 2015. – 452 с. – Серия «Современные нефтегазовые технологии».

4. Гладков, Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа : учеб. пособие / Е. А. Гладков. – Томск : Изд-во Том. политех. ун-та, 2012. – 84 с.
5. Закревский, К. Е. Геологическое 3D моделирование / К. Е. Закревский. – М., 2009. – 376 с.

ФОРМИРОВАНИЕ СТРУКТУРНЫХ РЕШЕНИЙ ГИДРОБЛОКОВ УПРАВЛЕНИЯ ПРИВОДОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИИ

М. А. Янковец, О. К. Гурбан

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Научный руководитель В. В. Пинчук

*Описано повышение эффективности проектирования гидроблоков управления приво-
дов технологического оборудования через внедрение автономных модулей и декомпозицион-
ных методов анализа задач. Указано, что предлагаемый подход включает три этапа: фор-
мулирование потребностей и целей нового объекта, декомпозиция задач на более простые
компоненты, выбор оптимальных решений из множества альтернатив. Акцентировано
внимание на важности системного подхода и применения научных принципов в процессе
проектирования. Отмечено, что реализация разработанных методов на конкретных при-
мерах гидроблоков управления позволит проверить их эффективность и обеспечить посто-
янное совершенствование проектных процессов.*

Ключевые слова: приводы технологического оборудования, гидроблоки управления, технологические машины, гидроаппараты, критерий оптимальности.

Целью предлагаемых исследований является повышение эффективности проектирования гидроблоков управления приводов технологического оборудования (ГУ ТО) путем интеграции автономных модулей, которые будут формировать структуру создаваемых объектов и процессов на уровне инновационных результатов (изобретений) на ранних стадиях их проектирования.

Для достижения этой цели необходимо выявить особенности и возможности применения декомпозиционных методов анализа задач для получения новых знаний непосредственно при проектировании гидроблоков управления приводов технологического оборудования.

Разработка и обоснование методов оптимизации основаны на декомпозиционном анализе с учетом многомерных целей, связанных с качеством, надежностью и эффективностью гидроблоков управления приводов технологического оборудования.

В свою очередь, создание комплекса алгоритмов для решения задач формирования структуры гидроблоков управления приводов технологического оборудования позволит учитывать различные критерии при их проектировании.

Реализация разработанных методов с использованием созданного обеспечения на примерах проектирования конкретных гидроблоков управления поможет в практическом применении теоретических разработок.

Таким образом, интеграция современных методов проектирования и оптимизации критериев при расчете ГУ ТО является ключом к созданию инновационных и эффективных решений в области проектирования. Это не только повысит качество и надежность гидроблоков управления, но и значительно улучшит общую эффективность технологических процессов, что в конечном итоге приведет к снижению затрат и повышению конкурентоспособности данных изделий.