

## ПОСТРОЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ АДАПТАЦИИ ГИДРАДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ М (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

О.Г. Очиров

Научный руководители профессор кафедры ТХНГ ИПР, доктор ф.-м. наук С.Н. Харламов  
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В данной работе планируется произвести построение гидродинамической модели одного из месторождений Томской области. Актуальность работы связана с тем, что гидродинамическое моделирование является мощным инструментом контроля и регулирования процессов разработки месторождений нефти и газа. В соответствии с требованиями отраслевых регламентов на проектные работы и создание постоянно действующих моделей месторождений технологические показатели расчетных вариантов необходимо прогнозировать с использованием физических содержательных гидродинамических моделей [1].

Главной целью работы является построение адекватной фильтрационной модели месторождения, а также проведение исследований принципов построения и адаптации модели месторождения Томской области, поиск решений возникших проблем и применение их на практике.

Предметом исследований является пласт X месторождения М Томской области. Данный пласт был выбран, так как имеет малую площадь нефтеносности, небольшой фонд скважин и находится на этапе пробной эксплуатации, что объясняет скудный объем исходных данных.

Компьютерное моделирование пласта X месторождения М происходило поэтапно. На первом этапе были выполнены подготовительные работы, которые включали сбор, анализ и обобщение исходных данных. Исходные данные для фильтрационного моделирования по их происхождению делятся на три типа: 1) передаваемые из геолога - математической модели; 2) полученные в результате промысловых исследований и испытаний; 3) определяемые в лабораторных исследованиях [4].

Гидродинамическая модель пластов X месторождения М построена на основе грида и свойств геологической модели в программном комплексе Eclipse. Исходной информацией для создания ГДМ являлись данные трехмерной геологической модели:

- 1) пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых прослоев;
- 2) пространственное положение стратиграфических границ пластов и литологических границ в их пределах;
- 3) средние значения ФЕС в ячейках сетки;
- 4) пространственное положение начальных флюидных контактов;
- 5) пространственные координаты скважин.

Вся перечисленная информация о геологических моделях пластов содержится в виде структурных карт по кровле коллектора продуктивных пластов, карт эффективных толщин коллекторов, карт эффективных нефтенасыщенных толщин, карт коэффициента открытой пористости, карт проницаемости (общей) для всех объектов эксплуатации.

Следующим идет этап инициализации модели. Он включает в себя загрузку в проект информации, касающуюся начального равновесия системы: данные о положении ВНК, начальное давление, некоторые физические зависимости. После загрузки данных инициализации был проведен первый пробный расчет запасов в ГДМ, который показал, что разница с балансовыми запасами менее 5 %, что удовлетворяет требования по качеству фильтрационных моделей (Таблица 1).

Таблица 1

Сравнение начальных геологических запасов углеводородов месторождения М пласта X, рассчитанных на основе геологической и фильтрационной моделей

Пласт/Площадь	Запасы в геологической модели, тыс. т	Запасы на гос. балансе, тыс. т	Запасы в фильтрационной модели, тыс. т	Отклонение (ФМ от ГМ), %
М	530	543	533	1,8

Далее был создан активный сеточный блок. Данный элемент нужен для того, чтобы выделить область (ячейки), которые будут участвовать в расчете. Так как в геологической модели присутствует области, нас не интересующие (законтурная вода), мы можем обрезать данные и переопределить часть ячеек в законтурной области модели как неактивные. Данная процедура необходима для уменьшения времени расчета модели [2]. Создание активного сеточного блока, а также процедура апскейлинга сократили общее количество активных ячеек пластов М с исходных 11544 ячеек в геологической модели до 6144 ячеек – в гидродинамической модели. Для подсчета запасов введено два региона.

При разработке месторождения важной задачей является контроль пластового давления. Этот параметр определяет как притоки продукции в эксплуатационные скважины, так и приток законтурной воды. В данной работе для задания пластового давления в модели использовался вариант создания аквифера. Была использована аналитическая модель Картера-Трейси [3].

Следующим этапом идет адаптация модели. Целью этапа адаптации является повторение истории разработки месторождения и получение качественной основы для прогноза технологических показателей по месторождению в целом, а также по скважинам. Месторождение не введено в разработку, фонд состоит всего из 1 скважины.

По скважине 000Р было проведено одно опробование в 1989 году. В результате испытания скважины получен приток нефти дебитом 4,8 т/сут с обводненностью 59%.

Создание гидродинамической модели продуктивных объектов месторождения М ставило своей целью решение следующих задач: 1) изучить процессы фильтрации флюидов при различных воздействиях на продуктивные объекты; 2) обеспечить наибольшие текущие дебиты; 3) исследовать возможность интенсификации разработки залежи с помощью изменения системы расстановки скважин;

Решение поставленных задач позволило выработать оптимальный вариант разработки залежи. Всего было рассчитано 3 варианта с различными системами расстановки скважин.

В рамках работы была исследована возможность интенсификации разработки залежи с помощью изменения системы расстановки скважин. Помимо системы расстановки, также подбирались оптимальное количество скважин и интенсивность заводнения. Решение поставленных задач позволило выработать оптимальный вариант разработки залежи. Проанализировав графики (рис. 1) зависимости накопленной добычи нефти от времени, был сделан вывод, что наиболее предпочтительным является вариант 1. Данный вариант характеризуется близкой к наибольшей накопленной добычей за все время разработки, а также приемлемым расчетным периодом разработки.

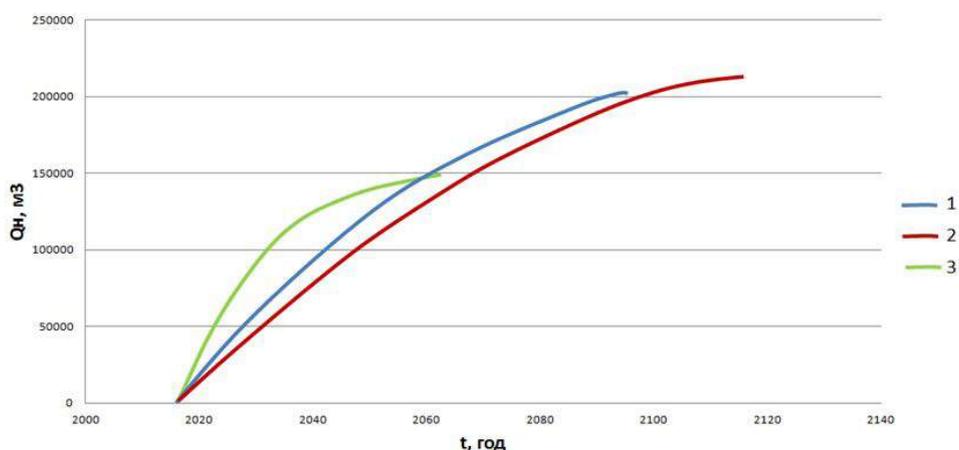


Рис. Графики по накопленной нефти (FOPT) для трех вариантов разработки

В данной работе основной целью являлось создание адекватной гидродинамической модели месторождения Томской области, изучение особенностей осуществления адаптации на таких месторождениях. Был проведен целый ряд промежуточных задач. К ним относятся: освоение принципов моделирования месторождений, приобретение навыков работы в основных программных комплексах моделирования, построение гидродинамической модели.

В результате проведения данной работы можно сказать, что были достигнуты все цели и выполнены все поставленные задачи. Во-первых, был проведен анализ научно-технической литературы, освоена методика и последовательность построения ГДМ. Во-вторых, основываясь на приведенную методику, была построена гидродинамическая модель месторождения Томской области. Разработанная модель прошла независимую экспертизу и проверку, таким образом, можно считать данную модель адекватной и отображающей процесс фильтрации в пласте, пригодной для построения прогнозных вариантов.

Также были выявлены особенности построения и адаптации модели. В ходе работы была подтверждена целесообразность использования данных по месторождениям-аналогам в условиях дефицита исходной информации.

Были созданы прогнозные варианты, на базе спроектированной геолого-технологической модели. Разработан рекомендуемый сценарий разработки на основе анализа экономической эффективности, являющийся базисом для проекта пробной эксплуатации месторождения.

#### Литература

1. Гладов Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учебное пособие / Е.А. Гладков; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с
2. Иванова И.А. Решение задач разработки нефтяных месторождений с применением программных комплексов Eclipse и Petrel: учебное пособие / И.А. Иванова, Е.Н. Иванов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 80 с.
3. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
4. Карлсон М. Р., Практическое моделирование нефтегазовых пластов. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 944 с.