

УДК 622.276:532:519.876

Г.А. Еремян

Томский политехнический университет, Томск

СОЗДАНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦЕЛЕВОЙ ФУНКЦИИ ПРИ АВТОАДАПТАЦИИ

Данная статья посвящена созданию численной трехмерной синтетической модели нефтяной залежи. Процесс построения модели включает в себя этапы геологического моделирования, гидродинамического моделирования, а также ее подготовку к экспериментам по адаптации модели. Построенная модель предназначена для дальнейшего использования в вычислительных экспериментах по исследованию эффективности целевой функции в процессе автоматизированной адаптации модели.

Ключевые слова: геологическое моделирование; гидродинамическое моделирование; целевая функция; автоадаптация модели; оптимизационный алгоритм.

G.A. Eremyan

Tomsk Polytechnic University, Tomsk

THE CONSTRUCTION OF THE HYDROCARBON RESERVOIR SYNTHETIC MODEL FOR OBJECTIVE FUNCTION EFFICIENCY STUDY IN AUTOMATED HISTORY MATCHING

This article is devoted to the construction of 3D numerical model of synthetic oil reservoir. Modeling process includes stages of geological modeling, hydrodynamic modeling, and model preparation for history matching experiments. The constructed model is designed for further use in the study of objective function efficiency in automated history matching.

Keywords: geologic modeling; reservoir simulation; objective function; automated history matching; optimization algorithm.

Геолого-гидродинамические модели используются в нефтяной отрасли как прогностический инструмент, помогающий в принятии решений по разработке нефтяных и газовых месторождений. Модель месторождения углеводородов включают в себя множество разнородных данных о пласте во взаимосвязи с системой разработки месторождения. Исходным данным, характеризующим геологические, геофизические, фильтрационно-емкостные и прочие важные параметры пласта присущи неопределенности. В точках бурения скважин геолого-геофизические исследования позволяют с высокой достоверностью оценить параметры пласта. Однако в межскважинном пространстве неопределенности в распространении свойств коллектора обычно высоки вследствие неоднородности природного резервуара.

После построения первого варианта модели результаты ее расчета сопоставляются с фактическими показателями работы скважин. Как правило, совпадения не происходит, в первую очередь по причине различных неопределенностей в параметрах модели. Далее начинается процесс адаптации модели, который заключается в модификации ее параметров в пределах присущих им неопределенностей с целью добиться близкого воспроизведения исторических показателей работы скважин и месторождения. Данное условие является обязательным для применимости модели в целях прогноза разработки пласта. В последние 10 лет активно развиваются способы автоматизированной адаптации (автоадаптации), при которых параметры модели настраиваются не «вручную» инженером по моделированию разработки месторождений, а с помощью оптимизационного алгоритма. Для возможности проведения автоадаптации выбираются параметры модели, которые будут варьироваться, целевая функция и оптимизационный алгоритм. Целевая функция представляет собой функцию нескольких переменных, которая подлежит минимизации в процессе адаптации модели. В состав целевой функции входят расхождения между расчетными и историческими показателями работы скважин. Как правило, чем ниже данное расхождение, тем лучше модель воспроизводит историю работы месторождения.

Целевая функция важна, поскольку является ориентиром для алгоритма оптимизации, который на основании значения целевой функции выбирает значения параметров адаптации для следующей итерации. Проблема выбора целевой функции изучалась разными исследователями. Однако на данный момент не представлено рекомендаций, каким образом следует подходить к выбору каждого аспекта формулировки целевой функций.

Целью данной работы является построение и подготовка к расчетам синтетической геолого-гидродинамической модели для численных экспериментов по исследованию эффективности разных формулировок целевой функции. Потребность создания синтетической модели, то есть основанной на гипотетических данных, диктуется следующими преимуществами перед моделями реальных нефтяных месторождений:

1. Высокая скорость расчета, что делает возможным множественные вычислительные эксперименты;
2. Известность «истинных» параметров пласта в каждой ячейке модели, что делает возможным объективную оценку результатов автоадаптации;
3. Отсутствие грубых ошибок в исходных данных и недочетов в модели.

Синтетическая модель существенно меньше и проще моделей большинства реальных месторождений. В то же время она состоит из тех же элементов и подчиняется тем же законам фильтрации флюида в пористой среде, как и модели реальных месторождений углеводородов. Разработанная синтетическая модель создана в одном из широко используемых в нефтяной индустрии коммерческом программном комплексе.

Построение геолого-гидродинамической модели является комплексной задачей, состоящей из множества этапов [1-3].

Опишем этапы построения статической геологической модели, которая создается в первую очередь и является основой для фильтрационной модели.

Задаются границы модели, имеющие прямоугольную форму размером 1800 метров с севера на юг и 2400 метров с запада на восток. Структурная поверхность кровли пласта представляет из себя типичную куполообразную антиклинальную складку, построенную на основе точек в пространстве, через которые проходит поверхность.

После этого создается 6 вертикальных скважин, три из которых будут добывать нефть, остальные 3 нагнетать воду для вытеснения нефти к добывающим скважинам и поддержания пластового давления. В роли геофизических каротажей для созданных скважин выступают каротажи самопроизвольной поляризации, основанные на реальных каротажах нефтяного месторождения, расположенного в Сибири [4-6]. Данные каротажи будут основой для расчета фильтрационно-емкостных свойств целевого пласта. Стоит отметить, что в модель заложена прибрежно-морская обстановка осадконакопления, о чем можно судить по форме и выдержанности каротажей. Далее производится интерпретация каротажей, по результатам которой выделяются границы целевого пласта. Толщина пласта варьируется от 11 до 14 метров. Структурная поверхность подошвы пласта проводится через отбивки подошвы во всех 6 скважинах.

На следующем этапе создается разлом в направлении с юга на север, а также создается геометрический каркас модели (3D грид). Модель разбивается на ячейки размером 100 на 100 метров в плане и средней толщиной 0,8 метров при разбиении пласта на 15 слоев по вертикали.

Большинство реальных месторождений содержат не только углеводороды, но и воду, осложняющую выработку ценных запасов сырья. В синтетической модели задан уровень зеркала свободной воды, а также водонефтяной контакт, смоделированный на основе J-функции, характеризующей капиллярные свойства и определяющий уровень капиллярного поднятия воды над уровнем зеркала свободной воды [7].

На основе имеющихся каротажей и заданных петрофизических зависимостей рассчитываются пористость, проницаемость, водонасыщенность и другие свойства пласта по скважинам (рис.1). Рассчитанные свойства переносятся на ячеистую модель с помощью дискретизации, далее свойства распространяются по всему объему 3D модели.

Следующим этапом является насыщение модели коллектора пластовыми флюидами посредством задания их термодинамических свойств. Использована модель черной нефти, то есть флюид состоит из двух свободных фаз – нефти и воды. Наличие растворенного газа учитывается параметром газосодержания. Для корректного учета двухфазной фильтрации задается модель относительной фазовой проницаемости в зависимости от водонасыщенности коллектора.

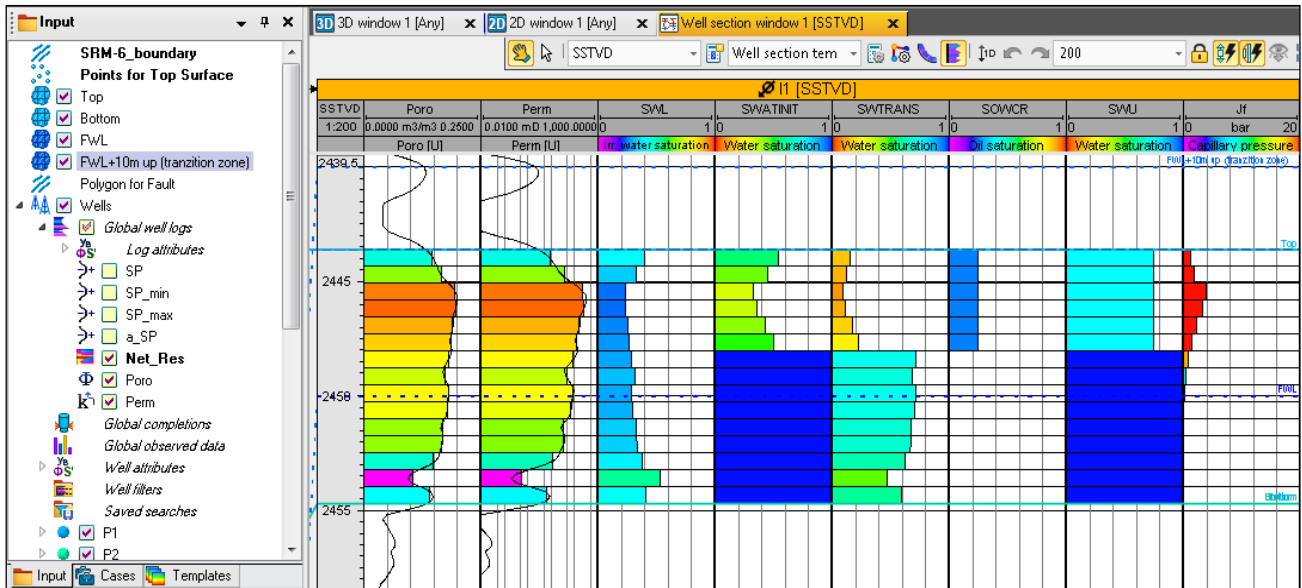


Рисунок 1 – Окно программы с петрофизическими свойствами пласта для скважины I1

Построение геологической основы завершается заданием типа заканчивания для скважин. В данном случае выбран наиболее распространенный вариант – цементированная и перфорированная обсадная колонна.

После создания геостатической модели задаются технологические режимы работы скважин, начальное пластовое давление и прочие динамические параметры, описывающие разработку залежи. Результаты первого расчета, такие как дебиты, приемистости, забойные и пластовые давления, выгружаются и сохраняются в качестве «истинных» значений показателей, являясь аналогом исторических данных для синтетической модели. Они будут использоваться как ориентир при автоадаптации.

Изображение построенной модели в 3D окне представлено на рис. 2.

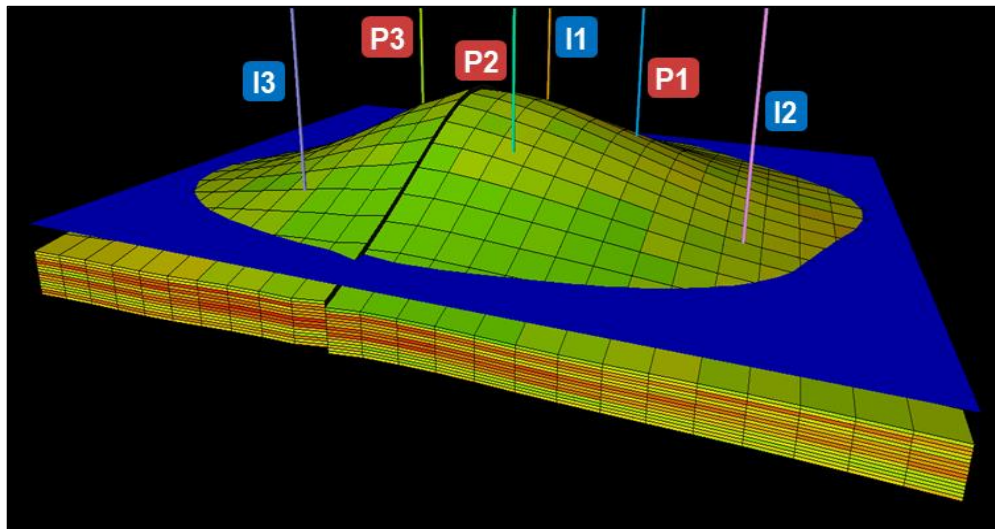


Рисунок 2 – Синтетическая модель нефтяной залежи SRM-6 в 3D окне

Таким образом создана синтетическая геолого-гидродинамическая модель залежи углеводородов для последующих вычислительных экспериментов по исследованию эффективности целевой функции в процессе автоадаптации. В модели имитируется разработка залежи методом заводнения с 7 годами истории. Пригодность созданной модели для множественных вычислительных экспериментов подтверждается скоростью расчета одной итерации, которая составляет в среднем 24 секунды. Для сравнения расчет модели реального месторождения при одинаковых вычислительных мощностях требует от нескольких часов до нескольких дней.

Работа выполнена при поддержке ООО «Газпромнефть-НТЦ».

Список литературы

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем // М.: Недра. – 1982. – 416 с.
2. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D - моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2011 // Москва. – 2012. – 114с.
3. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов // Москва - Ижевск. Институт компьютерных исследований. – 2002. – 140с.
4. Шишаев Г.Ю., Матвеев И.В., Еремян Г.А., Демьянов В.В., Кайгородов С.В. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2020. – №6. – С.58-61.
5. Eremyan G., Matveev I., Shishaev G., Rukavishnikov V., Demyanov V. How does the definition of the objective function influence the outcome of history matching? // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 14.
6. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Konoshonkin D., Demyanov V., Kaygorodov S. Geology realism control in automated history matching // Conference Proceedings, ECMOR XVII, Sep 2020, Volume 2020, p.1 – 9.
7. Михайлов А.Н. Основные представления о переходных зонах и водяных контактах в неоднородных пластах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. 2012. № 1 (5). С. 150-160.

Сведения об авторах

Еремян Грачик Араикович – инженер-исследователь Центра подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета, Томск, email: eremyanga@hw.tpu.ru

About the authors

Eremyan Grachik Araikovich – research engineer, Petroleum Learning Centre of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, eremyanga@hw.tpu.ru