

СОЗДАНИЕ И АДАПТАЦИЯ ЦИФРОВОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВИЗЕЙСКОГО ЯРУСА

Ж.З. Кааров, инженер отдела анализа и разработки месторождений УВ
ООО «ГеоЭкоАудит»
(Россия, г. Тюмень)

DOI: 10.24411/2500-1000-2020-10297

Аннотация. В данной статье рассматривается опыт создания и адаптации гидродинамической модели терригенных коллекторов визейского яруса (пласты C1bb, C1rd) на примере Ново-Александровского нефтяного месторождения. Создание гидродинамической модели Ново-Александровского месторождения ставило своей целью решение задач поиска оптимального сценария разработки месторождения. Решение поставленных задач на данном этапе разработки месторождения возможно только при использовании адекватной цифровой фильтрационной модели месторождения.

Ключевые слова: залежь, 3D модель, фильтрационно-емкостные свойства пласта, адаптация, плотность сетки, относительная фазовая проницаемость, неоднородность пласта.

Цифровая фильтрационная модель позволяет методом вычислительного эксперимента дать анализ сложившейся ситуации на месторождении, а также просчитать последствия принятия того или иного технологического решения производственной задачи.

Описываемая цифровая фильтрационная модель создана для пластов C1bb и C1rd Ново-Александровского месторождения.

Создание гидродинамической модели Ново-Александровского месторождения ставило своей целью решение задач поиска оптимального сценария разработки месторождения.

Решение поставленных задач на данном этапе разработки месторождения возможно только при использовании адекватной цифровой фильтрационной модели месторождения.

В качестве моделирующей программы использован программный комплекс tNavigator компании RFD.

Ново-Александровское месторождение относится к нефтяным с невысоким газовым фактором, поэтому при моделировании процессов фильтрации жидкостей и газов в пластах была выбрана модель

двухфазной фильтрации black oil (вода, нефть).

Выбор типа модели

Для адекватного отображения фильтрационных процессов, протекающих в ходе разработки Ново-Александровского месторождения, выбрана модель «черная нефть». Использована модель трехфазной фильтрации флюидов в системе нефть-вода, с растворенным в нефти газом. Для создания и анализа цифровых фильтрационных моделей, моделирования процессов фильтрации и построения прогнозов по геолого-техническим мероприятиям был использован программный комплекс гидродинамического моделирования tNavigator компании RFD.

Выбор размерности сетки

При проведении расчетов на фильтрационной модели Ново-Александровского месторождения использовалась полностью неявная схема, как обеспечивающая высокую точность и сходимость решения при удовлетворительной скорости счета.

В связи с тем, что размерность геологических моделей небольшая, а также для сохранения неоднородности, было принято решение использовать геологические сетки напрямую в гидродинамической модели.

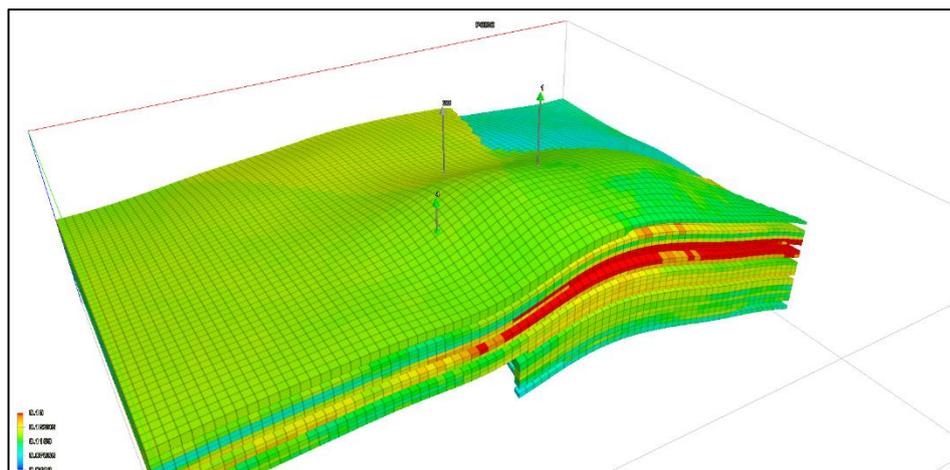


Рис. 1. Поле пористости в разрезе пластов C1bb+C1rd

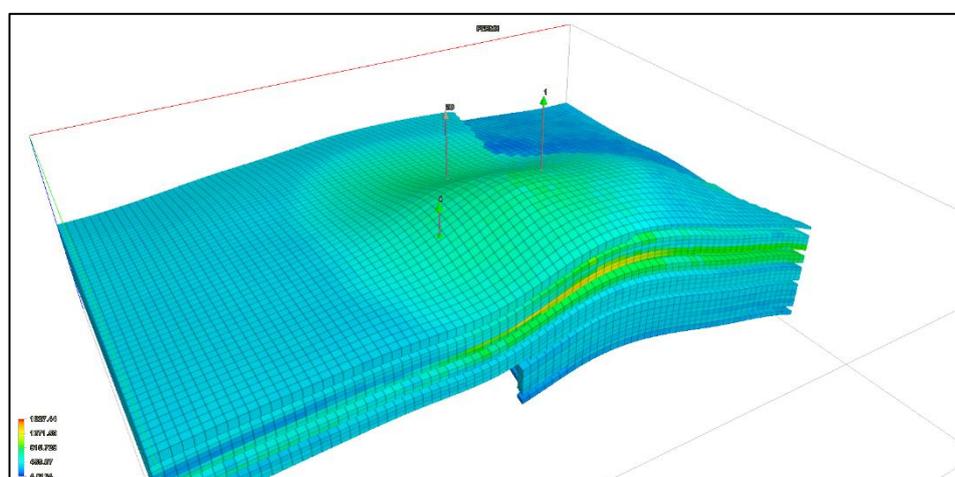


Рис. 2. Поле проницаемости в разрезе пластов C1bb+C1rd

Важнейшими характеристиками многофазной фильтрации являются относительные фазовые проницаемости для насыщающих флюидов.

Были проведены специальные исследования кернового материала из скважин

Ново-Александровского месторождения. При построении фильтрационной модели исходные зависимости были приведены к нормализованному виду (рис. 3).

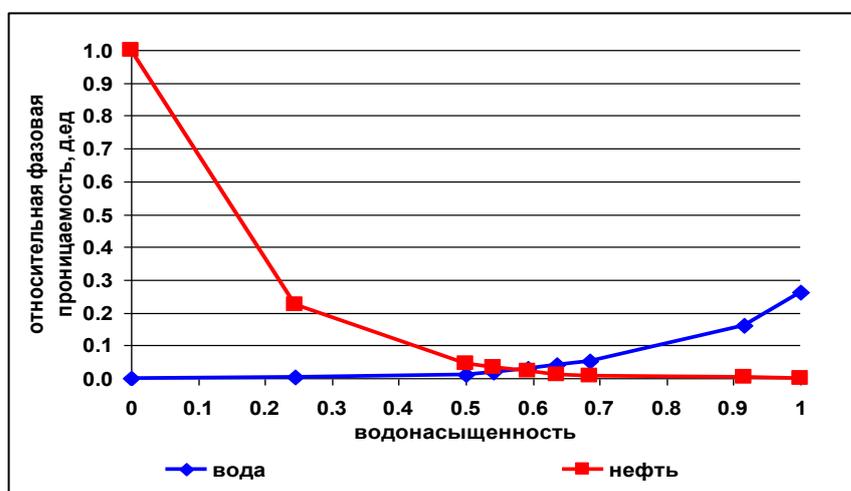


Рис. 3. Нормализованные относительные фазовые проницаемости объекты C1bb+C1rd

В модели введены PVT свойства пластовых флюидов. Из-за отсутствия необходимого комплекса исследований некоторые данные брались по аналогии с одно-

возрастными отложениями месторождений данного региона.

Сжимаемость пластовой воды была рассчитана по корреляции Meehan и приведена к пластовым условиям.

$$c_w = S_c (a + bT_F + cT_F^2) 10^{-6}, \quad \text{где} \quad (1)$$

$$a = 3,8546 - 0,000134P;$$

$$b = -0,01052 + 4,77 \cdot 10^{-7} P;$$

$$c = 3,9267 \cdot 10^{-5} - 8,8 \cdot 10^{-10} P;$$

$$S_c = 1 + \text{NaCl}^{0.7} (-0,052 + 0,00027 \cdot T_F - 1,14 \cdot 10^{-6} \cdot T_F^2 + 1,121 \cdot 10^{-9} \cdot T_F^3),$$

T_F – температура (0F)

P – пластовое давление (psi).

Сжимаемость породы была рассчитана по корреляции Newman от средней пористости породы:

$$c_f = \exp(5,118 - 36,26\phi + 63,98\phi^2) 10^{-6}, \quad (2)$$

где ϕ – средняя пористость.

Адаптация модели по данным истории разработки

При настройке фильтрационной модели визейского объекта на историю разработки использовался контроль добывающих скважин по добыче жидкости. Визейский объект представлен бобриковским и радаевским горизонтами, гидродинамически изолированными друг от друга. Анализ расчётов показал хорошую сходимость

расчётных фактических данных. В целом удалось добиться приемлемой сходимости расчетных и фактических показателей, что позволяет использовать данную модель для прогнозных расчетов.

На рисунках 5, 6 представлены сопоставление накопленных показателей добычи нефти и жидкости по скважине на последнюю историческую расчетную дату.

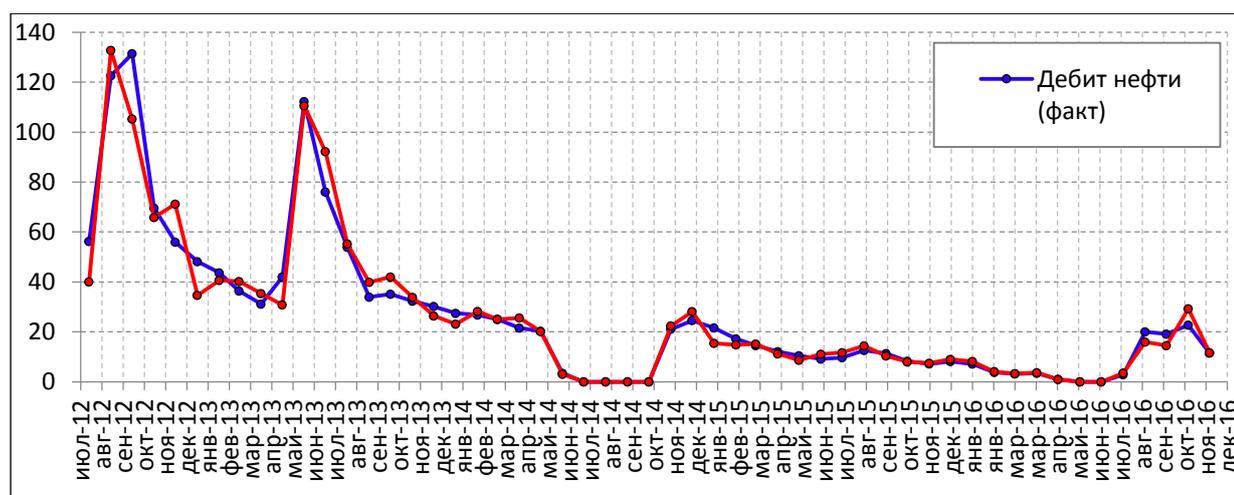


Рис. 5. Сравнение дебитов по нефти - расчетного и фактического, скважина №1. Визейский объект

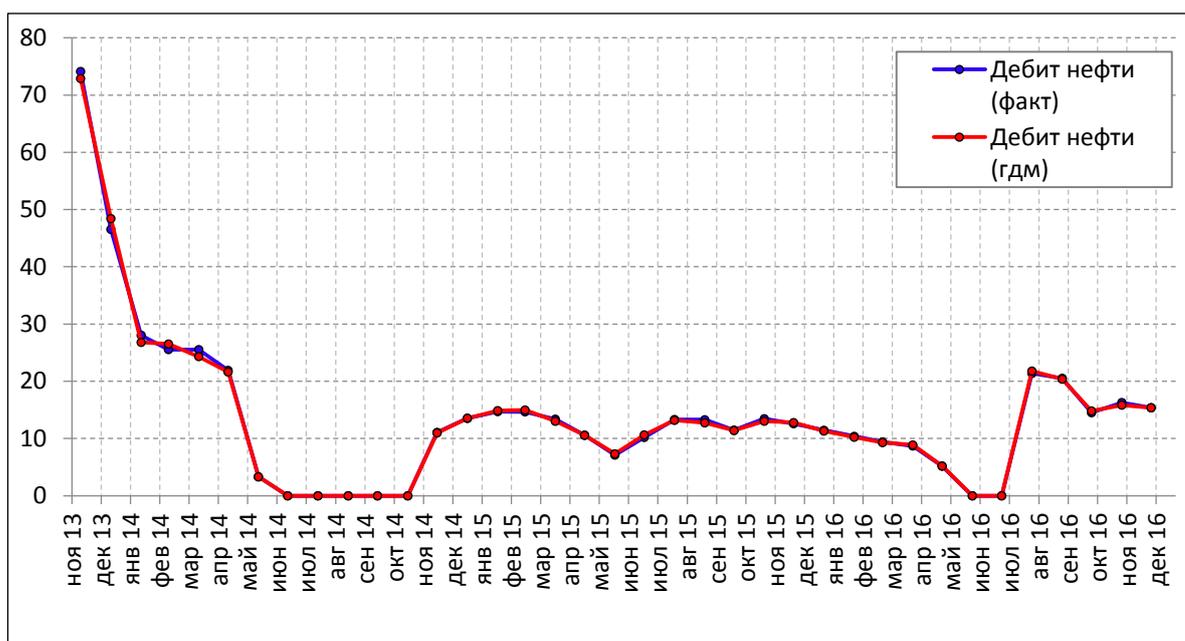


Рис. 6. Сравнение дебитов по нефти - расчетного и фактического, скважина №2-бис. Ви-зейский объект

Сравнение технологических параметров, таких как дебит нефти и обводненность продукции за весь период разработки пластов месторождения, рассчитанных по фильтрационным моделям, с фактическими показателями позволяет сделать вывод о качественной адаптации моделей и соответствии их реальным данным. Созданные гидродинамические модели учи-

тывают основные геолого-физические и технологические факторы и с необходимой точностью описывают реальные гидродинамические процессы, происходящие в пластах Ново-Александровского месторождения. Модели могут быть использованы как для анализа текущего состояния и выработки запасов, так и для расчета прогнозных показателей.

Библиографический список

1. Плынин В.В. Принципы корректной адаптации гидродинамической модели нефтегазовой залежи // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 8084.
2. Швидлер М.И. Статистическая гидродинамика пористых сред. – М.: Недра, 1985. – 288 с.
3. Шалимов Б.В., Швидлер М.И. О влиянии сетки на точность расчета гидродинамических показателей при численном моделировании пласта. // Сб. науч. тр. ВНИИ. – Вып. 106. – М., 1991. – С. 25-38.
4. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 140 с.
5. Бозиев С.Н. Статистический анализ распределения коэффициента проницаемости образцов горных пород с помощью системы MATLAB: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 75 с.

CREATION AND ADAPTATION OF A DIGITAL HYDRODYNAMIC MODEL OF TERRIGENOUS VEISSAN TIER COLLECTORS

Z.Z. Kaarov, *Engineer of the department for analysis and development of oil and gas fields*
«GeoEkoAudit» LLC
(Russia, Tyumen)

Abstract. *This article discusses the experience of creating and adapting a hydrodynamic model of terrigenous reservoirs of the Visean tier (C1bb, C1rd layers) using the example of the Novo-Aleksandrovsky oil field. The creation of a hydrodynamic model of the Novo-Aleksandrovskoye field aimed at solving the problems of finding the optimal scenario for the development of the field. The solution of the tasks at this stage of field development is only possible using an adequate digital filtration model of the field.*

Keywords: *reservoir, 3D model, reservoir properties of the reservoir., Adaptation, grid density, relative phase permeability, reservoir heterogeneity.*