

УДК 622.276

**ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВОЙ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ МОДЕЛИ
ПЛАСТА БВ₈ СЕВЕРО-ПОКУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**RESERVOIR MODELING OF A BV₈ FORMATION,
SEVERO-POKURSKY FIELD**

Баширова А.М., Яркеева Н.Р.

**ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», г. Уфа, Российская Федерация**

A.M. Bashirova, N.R. Yarkееva

**FSBEI NPE “Ufa State Petroleum Technological University”,
Ufa, the Russian Federation**

e-mail: bashirovaalia@yandex.ru

Аннотация. Одним из главных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений является применение фильтрационных моделей.

Цифровые гидродинамические модели пластов и месторождений дают возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, более обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

В настоящей работе описано построение цифровой геологической и фильтрационной моделей объекта БВ₈¹⁻³ Северо-Покурского месторождения.

В качестве исходной информации для построения трехмерной геологической модели были использованы значения параметров подсчета запасов. Также была создана единая цифровая база геологических и геофизических данных по ранее пробуренным и новым скважинам, которые включают в себя: данные инклинометрии скважин, кривые геофизических исследований, результаты интерпретации данных геофизических исследований, данные перфорации и опробований, результаты корреляции скважин, отметка водонефтяного контакта по скважинам.

Созданная на основе геологической фильтрационная модель учитывает основные геолого-физические и технологические факторы и с требуемой точностью описывает реальные гидродинамические процессы, происходящие в пластах месторождения. Сравнение расчетных и исторических показателей разработки, таких как дебит нефти и обводненность продукции, позволяет сделать вывод о качественной адаптации модели и соответствии их фактическим данным.

Цифровую фильтрационную модель пластов БВ₈¹⁻³ можно использовать в качестве инструмента для прогноза и анализа существующей системы разработки пласта.

Abstract. One of the main directions of improving the quality of design, management and monitoring of the development of oil and gas field is the use of filtration models.

Digital hydrodynamic models of reservoirs and fields make it possible to monitor the dynamics of the production of residual hydrocarbon reserves, more precisely predict the oil and gas production, to model the geological and technical measures to improve oil recovery and performance of the enterprise, more reasonably expect the most rational and cost-effective options for the development of productive reservoirs.

In the present paper we describe the construction of digital geological and dynamic models of the object БВ₈¹⁻³, Severo-Pokursky field.

As a source of information for constructing a three-dimensional geological model were used parameters of the counting inventory. There also was made a unified digital database of geological and geophysical data on the previously drilled and new wells, which include: data directional survey of wells, the curves of geophysical research, the results of the interpretation of geophysical research, data perforation and testing, the correlation of wells, the mark of water-oil contact in wells.

Created on basis of geological model, the hydrodynamic model takes into account basic geophysical and technological factors, and with the required accuracy describes the real hydrodynamic processes occurring in the formations of the field. Comparison of calculated and historical development indicators, such as oil production and water cut, suggests high-quality adaptation of a model and them according to the actual data.

The digital filtration model of a BV_8^{1-3} formation can be used as a tool for the prediction and analysis of the existing system of reservoir development.

Ключевые слова: геологическая модель, гидродинамическая модель, контроль за разработкой, адаптация модели, газонефтяное месторождение.

Key words: geological model, hydrodynamic model, monitoring of the development, adaptation of a model, gas and oil field.

1 Краткая геолого-физическая характеристика объекта исследований

Исследования проводились по пластам BV_8^{1-3} Северо-Покурского месторождения.

Коллекторы продуктивных пластов BV_8^{1-3} представлены песчаниками и алевритами аркозового и кварцевого состава, с прослоями аргиллитов и глин.

Пласт $BВ_8^{1-3}$ характеризуется значительной фациальной изменчивостью, в южной части месторождения отмечается глинизация пласта, уменьшение его толщин, ухудшение параметров. Пласт имеет прибрежно-морской генезис, это отложения баров, валов, песчаных отмелей. Общие толщины пласта $BВ_8^1$ изменяются от 2,6 м на юге до 24,5 м на севере. Эффективные толщины от 0,4 м до 13,6 м. Среднее значение проницаемости равно 54 мкм^2 . Пористость изменяется в пределах 0,21-0,22 д.ед. Средний коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,54-0,59 д.ед. В пласте $BВ_8^1$ выявлено пять залежей нефти, четыре из них - литологически экранированные.

Пласт $BВ_8^2$ сверху перекрывается пачкой глин, надежно изолирующей его от пласта $BВ_8^1$, внизу менее выдержанной перемычкой глин - от пласта $BВ_8^3$. Пласт $BВ_8^2$ характеризуется сильной фациальной изменчивостью. Общие толщины пласта составляют 9,1 м. Эффективные толщины изменяются от 1,8 м до 2,9 м. Среднее значение проницаемости равно 20 мкм^2 . Пористость изменяется в пределах 0,18-0,20 д.ед. Средний коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,40-0,50 д.ед. В пласте $BВ_8^2$ выявлено шесть залежей нефти.

Общие толщины пласта $BВ_8^3$ максимальны на севере 35,1 м лицензионного участка, уменьшаются к центру до 15,1 м. Коллекторы отличаются от вышележащих пластов группы $BВ_8$ более высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Среднее значение проницаемости равно 56 мкм^2 . Пористость изменяется в пределах 0,21-0,22 д.ед. Средний коэффициент нефтенасыщенности составляет 0,53-0,60 д.ед.

2 Цифровая геологическая секторная модель пласта $BВ_8$ Северо-Покурского месторождения

Построение трехмерной геологической модели продуктивного пласта $BВ_8$ Северо-Покурского месторождения осуществлялось с использованием программного комплекса Petrel.

Для выполнения моделирования использовались данные по всем 1215 скважинам, расположенным внутри лицензионного участка.

Задача корреляции разрезов скважин решалась путем прослеживания отдельных участков геологического разреза, обладающих сравнительно устойчивой геофизической характеристикой. В качестве опорного горизонта для пласта БВ₈ была принята самотлорская пачка.

Построение кровли пласта БВ₈ осуществлялось с использованием сеймики, подошва пласта строилась путём вычитания общей толщины геологического объекта из кровли пласта БВ₈. Достоверность построения структурных поверхностей проверялась сопоставлением значений абсолютных отметок границ пласта в скважинах со значениями в построенных картах. На рисунке 1 приведена структурная карта кровли пласта БВ₈.

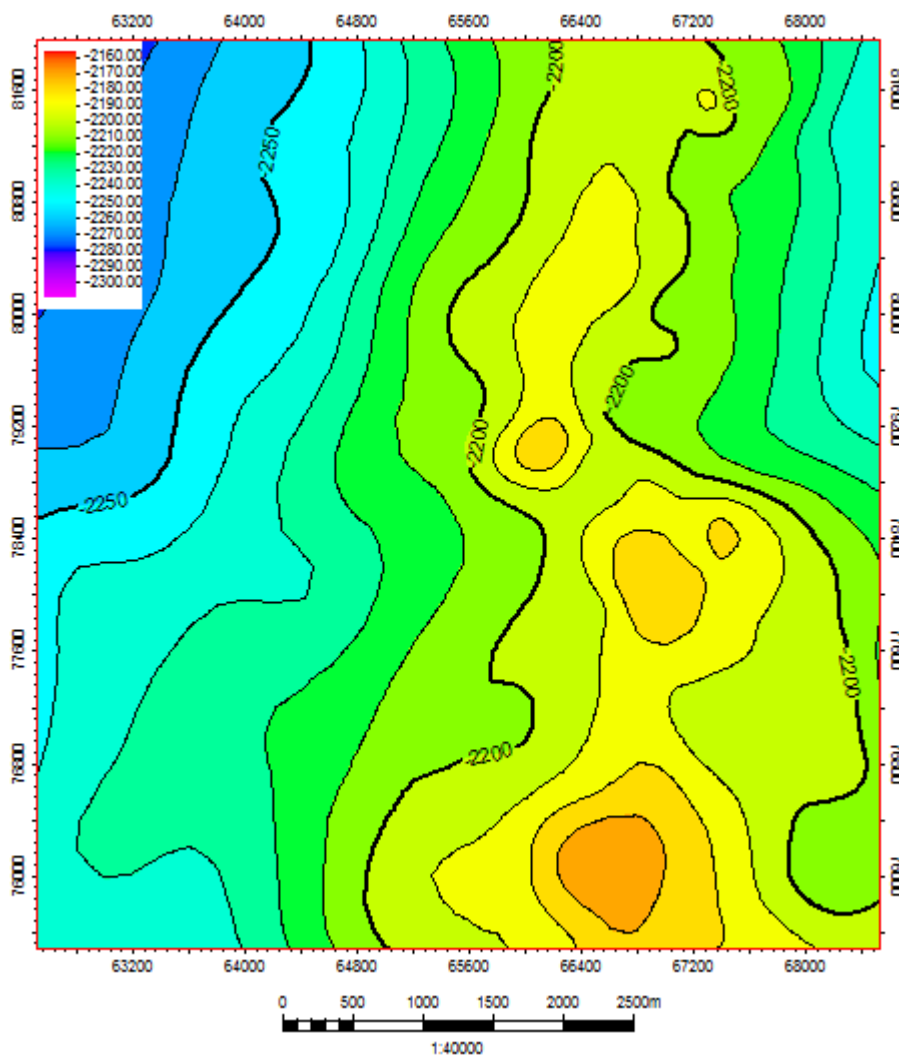


Рисунок 1. Структурная карта кровли пласта БВ₈

На основе структурного каркаса построили сеточную 3Д-модель, которая представляет собой объемную сетку, состоящую из множества ячеек. Каждая ячейка представляет собой параллелепипед, боковые грани которого строго вертикальны, а верхняя и нижняя грани конформны структурным поверхностям. Количество слоёв по площади одинаково.

Основным критерием при выборе размеров ячеек моделей был учет геологической неоднородности пластов. Латеральная размерность трехмерной сетки геологической модели по осям X и Y составляет 50×50 м. Вертикальный размер ячейки выбран по принципу максимального соответствия дискретизированных скважинных данных исходным. При разбиении на слои анализировалась гистограмма распределения толщин ячеек. При выбранном значении количества слоев около 75% ячеек имеет толщину, не превышающую 0,4 м – величины шага записи кривой каротажа.

Следующим этапом 3Д геологического моделирования является расчет сеток петрофизических параметров. Созданную на предыдущем этапе геометрическую сетку необходимо заполнить значениями, определяющими те или иные петрофизические характеристики.

Основные этапы построения 3Д-геологических моделей продуктивных пластов:

- расчёт трёхмерного параметра, отражающего литологическую изменчивость разреза (дискретный куб литологии, в котором индекс 1 – коллектор, индекс 0 – неколлектор);
- расчет куба песчанистости, учитывающий долю коллектора в каждой ячейке;
- расчет трёхмерных параметров коэффициентов пористости и проницаемости;
- построение дискретного параметра насыщенности в зависимости от положения ячейки относительно межфлюидных контактов;
- построение трёхмерного параметра коэффициента нефтенасыщенности.

Заполнение свойствами модели выполнялось на основе структурного каркаса, т.е. занесение в каждую ячейку сетки значения признака коллектор-неколлектор, а также численных значений коэффициентов песчаности, пористости, проницаемости и других свойств, характеризующих пласт.

Построение куба литологии для каждого продуктивного пласта проводилось методом последовательного индикаторного моделирования (SIS) с использованием в качестве тренда 2D-карты коэффициента песчаности. Пространственное взаимодействие в исходных данных учитывалось при помощи параметров вариограмм.

На рисунке 2 приведены гистограммы процентного соотношения коллектора и не коллектора по данным исходного каротажа в скважинах (Well logs), ремасштабированного каротажа (Upscaled cells) и полученного куба литологии по пласту БВ₈ (FACIES).

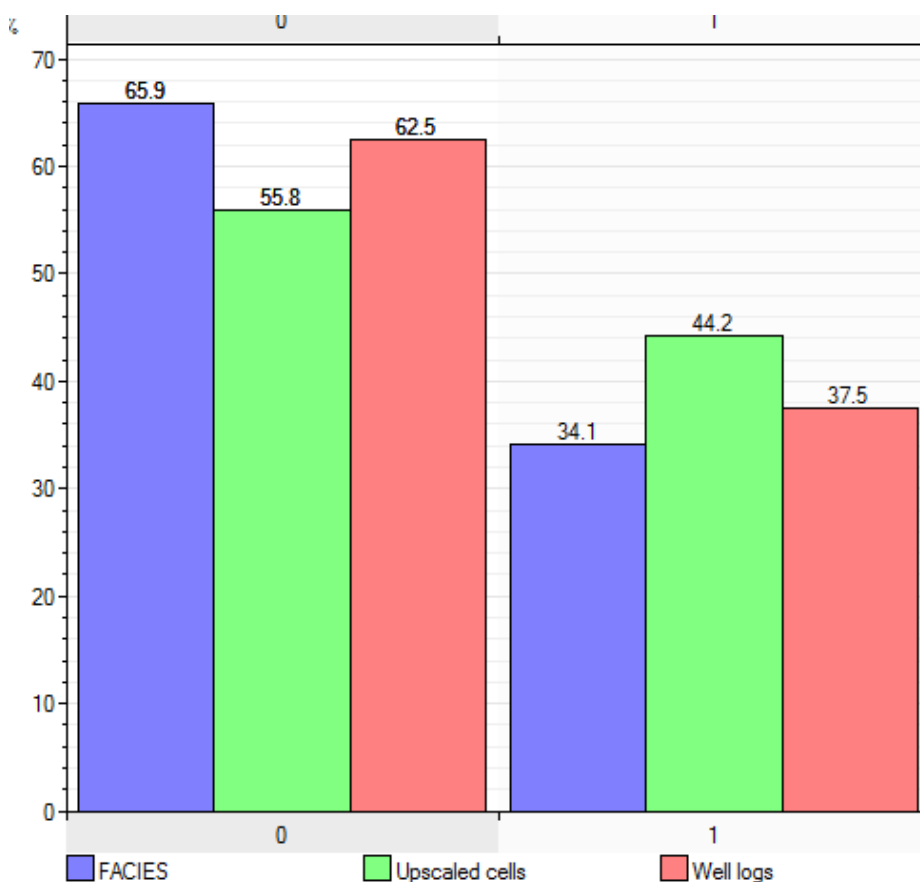


Рисунок 2. Распределение свойства литологии в секторной модели Северо-Покурского месторождения

На рисунке 3 представлены разрезы по кубу литологии. Рисунки иллюстрируют хорошую согласованность смоделированных кубов литологии со скважинными данными.

Куб коэффициента пористости продуктивных пластов строился внутри полученного куба литологии методом последовательного Гауссового моделирования Sequential Gaussian Simulation только в ячейках с литотипом «коллектор». В качестве входной информации для построения куба коэффициента пористости послужили значения пористости, полученные в результате обработки петрофизических зависимостей и интерпретации каротажных кривых геофизических исследований и карты трендов, полученные в результате интерполяции средних значений пористости по каждому пласту. Данные кривые были ремасштабированы на размер ячейки трехмерной сетки. На рисунке 4 представлен разрез по кубу пористости.

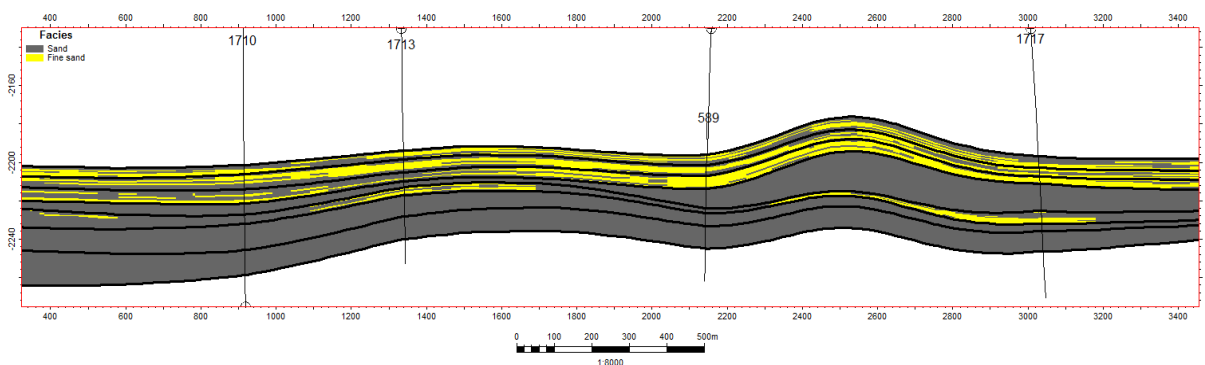


Рисунок 3. Разрез по кубу литологии секторной модели пласта БВ₈ Северо-Покурского месторождения

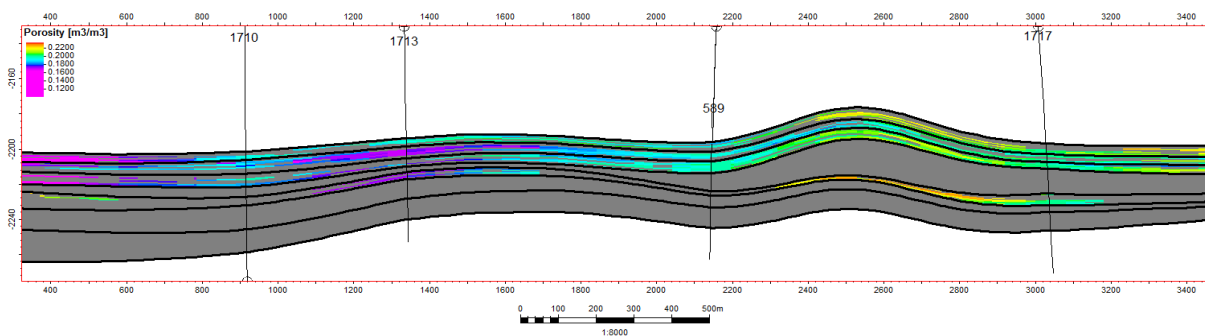


Рисунок 4. Разрез по кубу пористости секторной модели пласта БВ₈ Северо-Покурского месторождения

Критериями оценки достоверности полученных кубов коэффициента пористости послужило следующее:

- сопоставление средних значений по скважинам и по кубу (относительное расхождение не более 5 %);
- сопоставление значений в скважинах со значениями в модели;
- сопоставление минимальных, максимальных и средних значений в скважинах со значениями в модели.

Кубы проницаемости были рассчитаны из кубов пористости по принятым петрофизическим зависимостям, основанным на данных лабораторных исследований керна.

На рисунке 5 представлен разрез по кубу проницаемости для пластов БВ₈¹⁻³ Северо - Покурского месторождения.

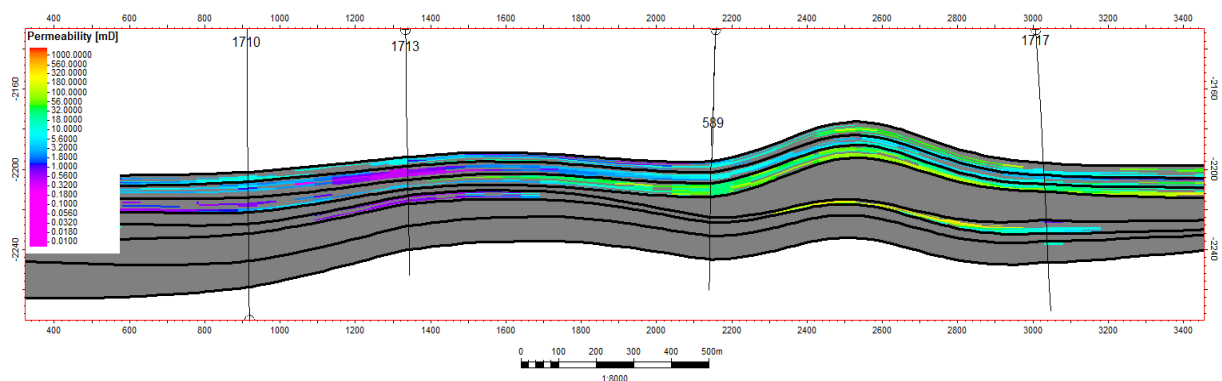


Рисунок 5. Разрез по кубу проницаемости модели пласта БВ₈

Построение куба водонасыщенности проводилось с использованием J-функции Леверетта с последующим контролем соответствия результатам интерпретации геофизических исследований. J-функции Леверетта позволяет рассчитать значение коэффициента водонасыщенности в каждой ячейке модели по следующим параметрам: пористости, проницаемости, разности плотностей воды и нефти, высоты ячейки над уровнем свободной воды. J-функция, а также ее связь с насыщенностью, была рассчитана из кривых капиллярного давления, нормированных на пористость и проницаемость соответствующего образца породы.

На рисунке 6 представлен разрез по кубу водонасыщенности для пласта БВ₈ Северо-Покурского месторождения.

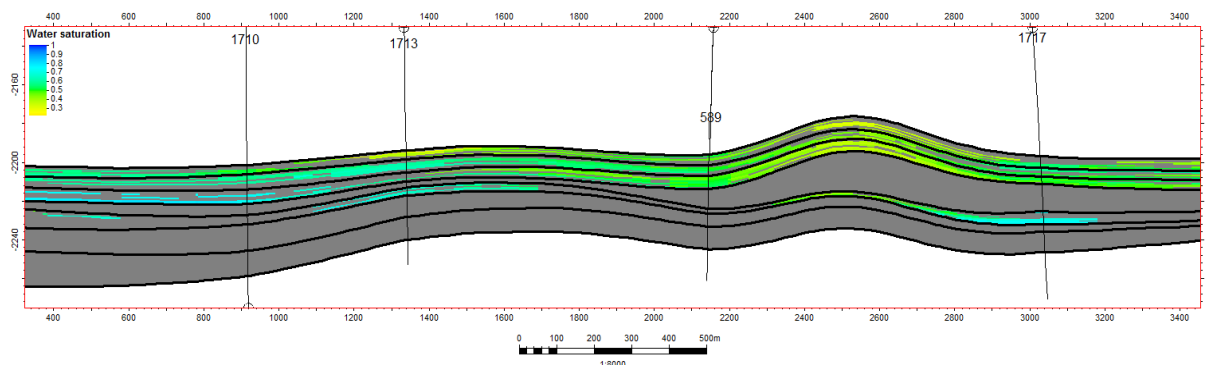


Рисунок 6. Разрез по кубу водонасыщенности модели пласта БВ₈

Отметку водонефтяного контакта для пласта БВ₈ приняли на А.О. отметке – 2226 м, а зеркала чистой воды – 2228 м А.О.

Завершающим этапом построения 3Д моделей является подсчет начальных геологических запасов. В соответствии с методическими рекомендациями и для контроля качества геологической модели кубы пористости, проницаемости и нефтенасыщенности строились в соответствии со стоящими на балансе подсчетными параметрами, на основе полученных параметров выполнен подсчет запасов по построенной цифровой модели пласта.

В трехмерных геологических моделях запасы рассчитываются для каждой ячейки и затем суммируются. Для этого в модели задаются поверхности контактов флюидов и границы области подсчета запасов. В расчете участвуют ячейки, находящиеся выше контакта в границе области. Подсчет запасов нефти в геологических моделях производится стандартным объемным методом.

3 Цифровая фильтрационная секторная модель пласта БВ₈ Северо-Покурского месторождения

Гидродинамическое моделирование производилось в программном комплексе «РН-КИМ» (ООО «РН-УфаНИПИнефть»).

Фильтрационная модель построена на основе соответствующей трехмерной геологической модели. Кроме пласта $BВ_8^1$ модель включает в себя также пласты $BВ_8^2$, $BВ_8^3$. Необходимость включения соседних пластов обусловлена большим количеством совместно работающих скважин. Ремасштабирования геологической модели не проводилось, поэтому размерность фильтрационной модели такая же, как у геологической: $280 \times 211 \times 86$ при размерах ячейки по латерали 50×50 м.

В работе использована трехфазная модель нелетучей нефти в системе газ-нефть-вода. Свойства нефти заданы в виде зависимости коэффициента объемного расширения и вязкости нефти от величины давления для каждого региона PVT-свойств.

Фазовые проницаемости и капиллярные давления (рисунок 7) определены по кернам, рассматриваются как начальное приближение и меняются в процессе адаптации.

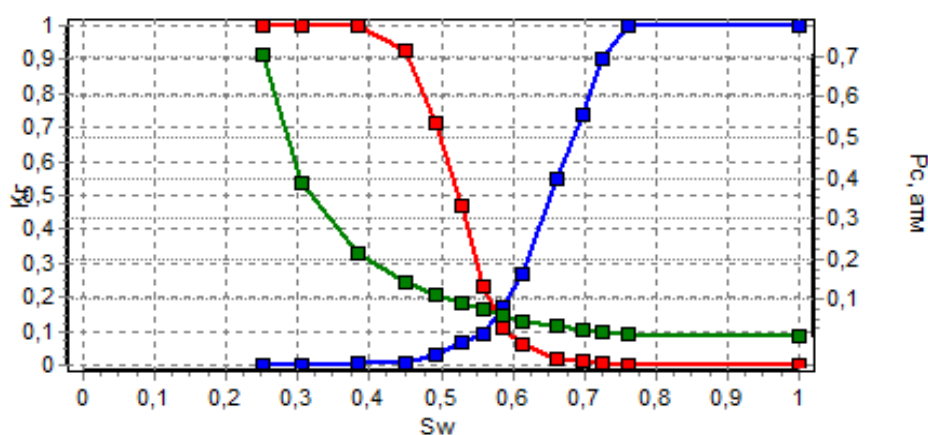


Рисунок 7. Модифицированные фазовые проницаемости в системе вода-нефть пласта $BВ_8$

В фильтрационной модели используем равновесную инициализацию, на основе куба начальной водонасыщенности из геологической модели. Также для моделей и залежей указываем опорные глубины, уровни зеркала свободной воды и начальные пластовые давления. Соответственно, кривые капиллярных давлений были ремасштабированы исходя из условия равновесия модели.

Для моделирования энергетических процессов за пределами секторной модели используем граничные условия с постоянным значением давления на всех 4-х границах секторной модели.

В модели также используется дополнительный водоносный слой, так как наличие заколонных перетоков по скважинам доказано на основе промысловых геофизических исследований.

Для каждой скважины в модели воспроизводилась её полная история разработки с учетом расположения ствола скважины, интервалов перфораций, радиуса, месячного эксплуатационного режима, проводимых ГТМ (ГРП, ЗБС), значений забойного давления из технических режимов. На добывающих и нагнетательных скважинах при адаптации модели был задан контроль по дебиту жидкости/приемистости.

Адаптация модели проводилась с учетом истории разработки и проведенных гидродинамических исследований скважин. На первом этапе была проведена адаптация в целом по модели по накопленным отборам и закачке флюидов с целью согласования пластового давления с фактическими данными. На втором этапе проводилась адаптация по отдельным скважинам. Результаты интегральной адаптации фильтрационной модели пласта БВ₈ представлены на рисунках 8-11.

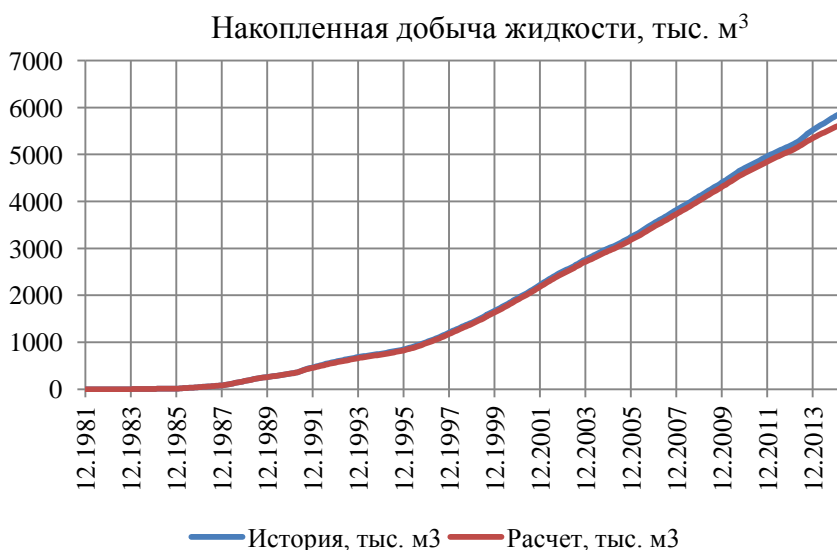


Рисунок 8. Результаты адаптации по накопленной добыче жидкости

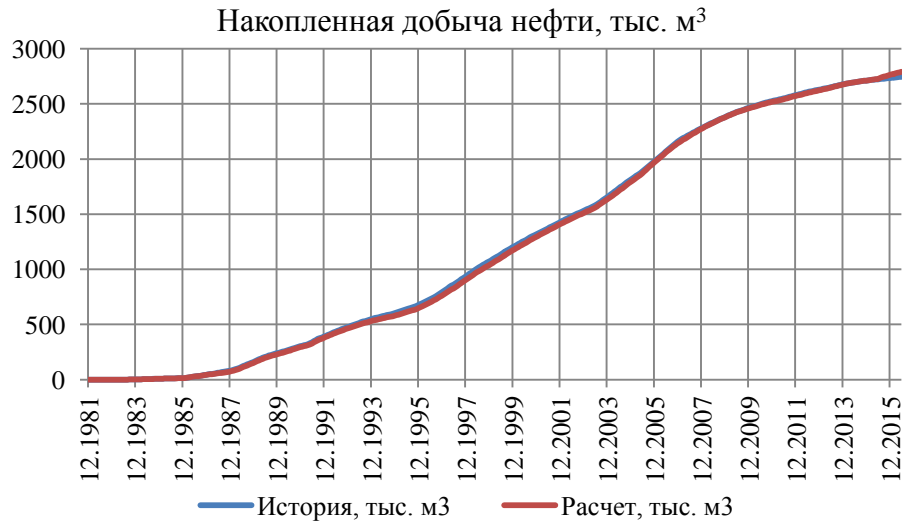


Рисунок 9. Результаты адаптации по накопленной добыче нефти



Рисунок 10. Результаты адаптации по годовому дебиту



Рисунок 11. Результаты адаптации по интегральной обводненности нефти

Выводы

Представленная цифровая фильтрационная модель пласта БВ₈ позволяет спрогнозировать поведение пласта и проследить за динамикой изменения показателей добычи проектных скважин при заданном режиме работы. Полученные результаты и их соответствие с ожидаемыми параметрами подтвердили реалистичность прогноза, которая обеспечивается использованием исключительно физическими инструментами адаптации модели.

Список используемых источников

- 1 Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Москва-Ижевск: ИКИ, 2004. 307 с.
- 2 Михайлов Н.Н. Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: «Недра», 1992. - 270 с.
- 3 Азис Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем; пер. с англ. М: Недра, 1982. 408с.
- 4 Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю. Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 224с.
- 5 Кричлоу Г.Б. Современная разработка нефтяных месторождений - проблема моделирования. М: Недра, 1979. 302с.
- 6 Максимов М.М, Рыбицкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1976. 264с.
- 7 Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред. М.: Недра, 1970. 208 с.

References

- 1 Mirzadzhanzade A.H., Khasanov M.M., Bakhtizin R.N., Modeling of oil and gas. M.: IKI, 2004. 307 p. [in Russian].
- 2 Mikhailov N.N., Residual oil saturation of developed reservoirs. M.: Nedra, 1992. 270 p. [in Russian].
- 3 J.Azis, Settarov A. Mathematical modeling of reservoir systems. M.: Nedra, 1982. 408 p.
- 4 Batalin O.J., Brusilovsky A.L., Zakharov M.Y., Phase equilibria in the systems of natural hydrocarbons. M.: Nedra, 1992. 224 p. [in Russian].
- 5 Critchlow G.B., Modern oil fields - the problem of modeling. M.: Nedra, 1979. 302 p. [in Russian].
- 6 M.M. Maksimov, L.P. Rybicki, Mathematical modeling of oil field development. M.: Nedra, 1976. [in Russian].
- 7 Gudok N.C., The study of the physical properties of porous media. M.: Nedra, 1970. 208 p. [in Russian].

Сведения об авторах

About the authors

Баширова А.М., магистрант МГР13-15-01, ФГБОУ ВПО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

A.M. Bashirova, Master Student MGR13-15-01 of the Chair “Development and exploitation of oil and gas fields” FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation
e-mail: bashirovaalia@yandex.ru

Яркеева Н.Р., канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений», ФГБОУ ВПО УГНТУ,
г. Уфа, Российская Федерация

N.R. Yarkeeva, Candidate of Engineering Sciences, Associate Professor of the Chair “Development and exploitation of oil and gas fields” FSBEI HPE USPTU, Ufa, the Russian Federation