

УДК [550.8+553.98]:622.276.6

Н.Р. Яркеева¹, e-mail: Yarkeevan@yandex.ru; Э.С. Самушкова¹, e-mail: elinkasamushkova@mail.ru

¹ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (Уфа, Россия).

Проектирование фильтрационной модели терригенного пласта на примере пласта ЮС₁₁ Киньяминского нефтяного месторождения

На сегодняшний день одним из способов, позволяющих повысить эффективность расходов на внедрение современных технологий извлечения нефти, является метод геолого-гидродинамического моделирования нефтесодержащих коллекторов. При этом в ходе моделирования необходимо учесть особенности конкретного месторождения, данные о технологиях разработки, планы по объемам добычи и все это соотнести с рентабельностью проведения планируемых мероприятий.

В статье представлен алгоритм построения цифровой геологической и фильтрационной модели на примере пласта ЮС₁₁ Киньяминского месторождения (Западная Сибирь).

Начальные условия при создании фильтрационной модели задавались равновесной инициализацией, при которой фаза находится в состоянии гидростатического равновесия. В целях адаптации фильтрационной модели были уточнены параметры относительной фазовой проницаемости, проницаемости, геометрии самопроизвольного роста трещины в нагнетательных скважинах, а также направления роста трещин для добывающих скважин. В результате получена модель, учитывающая наиболее существенные геофизические и технологические факторы и адекватно описывающая фильтрационные процессы, протекающие в пласте ЮС₁₁. Сопоставление расчетных технологических параметров с промысловыми показателями продемонстрировало их соизмеримость, что свидетельствует о качественно проведенной адаптации модели. Выявленные расхождения между фактическими и расчетными показателями объемов добычи нефти по ряду скважин (например, скважины № 127) обусловлены возможным наличием заколонной циркуляции, а также несогласованностью месячных эксплуатационных рапортов с начальной флюидонасыщенностью пласта. В целом исследование подтвердило, что цифровая фильтрационная модель может успешно применяться как для расчета прогнозных показателей и выбора оптимальных систем разработки, так и для анализа текущего состояния и выработки запасов.

Ключевые слова: геологическая модель, гидродинамическая модель, адаптация модели, контроль за разработкой, куб масштабирования, фильтрационная модель, проектная скважина.

.....

N.R. Yarkeeva¹, e-mail: Yarkeevan@yandex.ru; E.S. Samushkova¹, e-mail: elinkasamushkova@mail.ru

¹ Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Ufa State Petroleum Technical University" (Ufa, Russia).

Designing a Filtration Model of a Terrigenous Reservoir using the Example of the YuS₁₁ Reservoir of the Kinyaminskoye Oil Field

As of today, one of the ways to increase the efficiency of costs for the implementation of modern technologies for oil extraction is the method of geological and hydrodynamic modeling of oil-containing reservoirs. At the same time, in the course of modeling, it is necessary to take into account the features of a particular field, data on development technologies, plans for production volumes and all this should be correlated with the profitability of the planned activities.

The article presents an algorithm for creating a digital geological and filtration model using the example of the YuS₁₁ reservoir of the Kinyaminskoye field (Western Siberia).

The initial conditions for creating the filtration model were set by equilibrium initialization, at which the phase is in a state of hydrostatic equilibrium. In order to adapt the filtration model, the parameters of the relative phase permeability, permeability, spontaneous fracture growth geometry in injection wells, as well as the direction of fracture growth for production wells were refined. As a result, a model was obtained that takes into account the most significant geophysical and technological factors and adequately describes the filtration processes occurring in the YuS₁₁ formation. Comparison of the calculated technological parameters with the field indicators has shown their commensurability,

which indicates a qualitative adaptation of the model. The revealed discrepancies between the actual and calculated oil production volumes for a number of wells (for example, well No. 127) are due to the possible presence of annular circulation, as well as the inconsistency of monthly production reports with the initial fluid saturation of the formation. In general, the study confirmed that the digital filtration model can be successfully used both for calculating forecast indicators and choosing optimal development systems, and for analyzing the current state and production of reserves.

Keywords: geological model, hydrodynamic model, model adaptation, development control, scaling cube, filtration model, project well.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день конкурентоспособность на мировом нефтяном рынке обеспечивается не в последнюю очередь за счет снижения себестоимости нефти на всех стадиях, начиная с разведки и заканчивая переработкой. Одним из методов сокращения операционных расходов в процессе добычи является достижение максимального коэффициента извлечения нефти при эксплуатации уже разведанных и освоенных месторождений [1]. Для этого, как правило, реализуется целый комплекс мероприятий, причем к числу наиболее эффективных относится компьютерное геолого-гидродинамическое моделирование нефтеносных коллекторов с применением современного программного обеспечения. Стоит отметить, что при проведении геолого-гидродинамического моделирования должны быть учтены все особенности введения скважин в эксплуатацию, детально изучена динамика показателей нефтеотдачи пластов с течением времени, а также дана оценка экономической эффективности проведенных геолого-технических мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов.

Одной из наиболее важных целей моделирования является оценка первоначальных запасов углеводородов, а также планирование добычи. При этом для каждого метода воздействия на пласт должна быть построена математическая модель, позволяющая спрогнозировать варианты разработки и выбрать наиболее эффективный [2].

ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

В рамках исследования, результаты которого представлены в данной статье, были построены цифровые геологическая и фильтрационная модели пласта ЮС₁₁ Киньяминского месторождения, входящего в состав Вартовского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По запасам месторождение относится к категории крупных, по геологическому строению – к очень сложным.

Тектонически месторождение приурочено к южной части Киньяминского структурного носа – структуры второго порядка в Северо-Западной части Южно-Вартовской моноклинали. По отражающему горизонту Б поднятие оконтурено изогипсой 2850 м и представляет собой брахиантиклиналь субширотного простираения площадью 150 км². Фундамент не вскрыт. Основной платформенный разрез сложен юрскими и меловыми отложениями. Палеоген представлен датским ярусом, палеоценом, эоценом и олигоценом. Толщина четвертичных отложений достигает 45 м. Подошва многолетнемерзлых пород отмечается на глубине 280 м, кровля – на глубине 100 м. В пределах месторождения выявлены две нефтяные залежи.

К пласту ЮС₁₁ приурочена залежь пластово-сводового типа частично с литологическим экраном. Нефтеносный пласт расположен на глубине 2822 м, залегает в термобарических условиях. Температура пласта – 90 °С, начальное пластовое давление близко к гидростатическому – 28,7 МПа, коэффициент

продуктивности пласта – 5,4 м/сут-МПа. Форма кривых восстановления давления характерна для коллекторов порового типа. Коллектором служат гранулярные песчаники с прослоями глин, имеющие различные пористость и проницаемость. Пропластки замещаются непроницаемой породой и рассматриваются как единый объект.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТА ЮС₁₁ КИНЬАМИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Трехмерная геологическая модель пласта ЮС₁₁ была построена с использованием программного комплекса Petrel, дающего возможность создавать и рассчитывать фильтрационные модели, насчитывающие миллионы ячеек, что позволяет максимально упростить процедуру осреднения при преобразовании параметров геологической модели в параметры модели фильтрационной [3].

На первом этапе моделирования был построен структурный каркас пласта на основе данных 3D-сейсморазведки, а также полученных в ходе геофизических исследований скважин. При построении трехмерной стратиграфической сетки была применена теория регулярной геометрии в плане, согласно которой размеры ячеек в горизонтальной плоскости равны. Полученную модель разбили на ячейки, строившиеся вертикально от подошвы пласта к его кровле [4].

Далее на базе структурного каркаса была построена 3D-модель в виде объемной сетки, состоящей из множества ячеек, каждая из которых имела форму параллелепипеда, боковые грани

Ссылка для цитирования (for citation):

Яркеева Н.Р., Самушкова Э.С. Проектирование фильтрационной модели терригенного пласта на примере пласта ЮС₁₁ Киньяминского нефтяного месторождения // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2021. № 1–2. С. 26–31.

Yarkeeva N.R., Samushkova E.S. Designing a Filtration Model of a Terrigenous Reservoir using the Example of the YuS₁₁ Reservoir of the Kinyaminskoye Oil Field. Territorija "NEFTEGAS" [Oil and Gas Territory]. 2021;(1–2):26–31. (In Russ.)

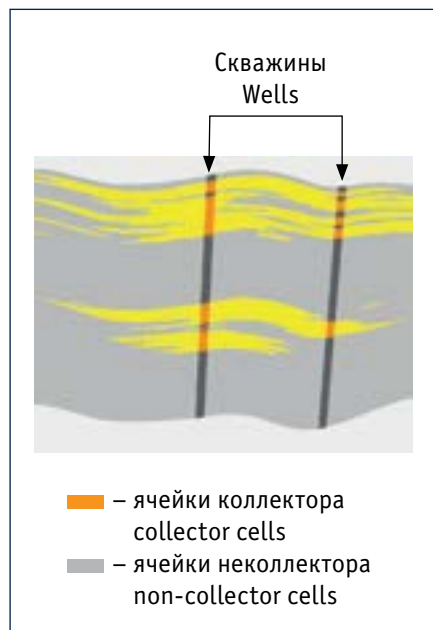


Рис. 1. Разрезы по кубам литологии (модель пласта ЮС₁₁ Киньяминского нефтяного месторождения)

Fig. 1. Sections by lithology cubes (the YuS₁₁ reservoir model of the Kinyaminskoye oil field)

которого строго вертикальны, а верхняя и нижняя конформны структурным поверхностям. Количество слоев по площади было одинаковым. Следующим этапом 3D-моделирования стал расчет сеток петрофизических параметров [5]. Созданную геометрическую сетку надо было заполнить значениями, определяющими различные петрофизические характеристики. Для этого была проведена процедура осреднения скважинных данных на ячейки структурной сетки, реализованная путем вычисления среднего арифметического значения между гистограммами частных свойств по данным каротажа и осредненными свойствами по модели [6].

Куб литологии был построен методом последовательного индикаторного моделирования (англ. sequential indicator simulation – SIS) с рангом вариограмм, подобранным на основе входных данных. Следующим входным параметром был геолого-статистический разрез, также сформированный на основе входных данных. В качестве дополнительного входного параметра задавался тренд, представляющий собой карту

эффективных толщин. На рис. 1 представлены составляющие межскважинное пространство ячейки коллектора и неколлектора, пересеченные скважинами и соответствующие интерпретации геофизических исследований скважин. Рисунок подтвердил хорошую совместимость смоделированных кубов литологии со скважинными (исходными) данными.

Для построения куба распределения коэффициента пористости был применен метод последовательного гауссовского моделирования. Путем расчетов петрофизической функции были получены данные для построения куба распределения коэффициента проницаемости. Данный коэффициент не распределялся как независимый параметр [7], а свободно рассчитывался для каждой ячейки по присвоенному ей значению пористости.

Корректность построения кубов, полученных в результате моделирования, оценивалась также путем сравнения средней величины, гистограмм распределения свойств по скважинам и кубу, построением карт толщин.

При построении модели нефтенасыщенности в качестве тренда применялся вспомогательный куб упрощенной *J*-функции, имевший три основные составляющие: высоту над уровнем свободной воды *H*, пористость ϕ и проницаемость *k*. Таким образом, куб тренда учитывал гравитационную составля-

ющую и дифференциацию петрофизических параметров.

Завершающим этапом построения 3D-моделей является подсчет начальных геологических запасов [8]. В соответствии с методическими рекомендациями и в целях контроля качества построения геологической модели кубы пористости, проницаемости и нефтенасыщенности строились на основе имеющихся на балансе подсчетных параметров, после чего по построенной цифровой модели пласта был произведен подсчет запасов.

Для создания гидродинамической модели пласта ЮС₁₁ использовалась геологическая сетка с ремасштабированием. Стоит отметить, что при переводе моделей с большим количеством активных ячеек (> 2 млн) из геологической в гидродинамическую зачастую возникает необходимость в укрупнении сетки и осреднении емкостных свойств каждой фильтрационной ячейки. При этом в целях укрупнения объекта требуется объединить совокупность геологических ячеек в одну фильтрационную, с модифицированными свойствами, характеризующими процесс фильтрации в целом. Важно уточнить фильтрационно-емкостные свойства ячейки модели [9], с тем чтобы добиться адекватного отражения фильтрации флюидов через данный блок. При ремасштабировании геологической модели пласта ЮС₁₁ (рис. 2) по гори-

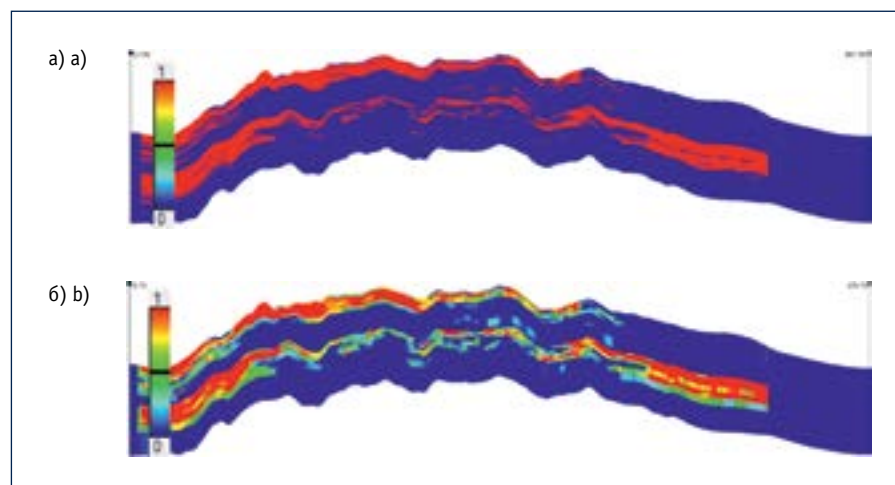


Рис. 2. Соотношение «коллектор – неколлектор» в моделях пласта ЮС₁₁ Киньяминского нефтяного месторождения: а) геологической; б) ремасштабированной

Fig. 2. The ratio “reservoir – non-reservoir” in the models of the YuS₁₁ reservoir of the Kinyaminskoye oil field: a) geological; b) rescaled

Параметры геологической и гидродинамической моделей пласта ЮС₁₁ Киньяминского месторождения
Parameters of geological and hydrodynamic models of the YuS₁₁ reservoir of the Kinyaminskoye field

Пласт Reservoir	Геологическая модель Geological model		Гидродинамическая модель Hydrodynamic model	
	Размер ячейки, м Mesh size, m	Размерность модели (x, y, z) Model grid size (x, y, z)	Размер ячейки, м Mesh size, m	Размерность модели (x, y, z) Model grid size (x, y, z)
ЮС ₁₁ YuS ₁₁	50 × 50 × 0,35	558 × 435 × 270	100 × 100 × 1,22	279 × 218 × 23

зонти и вертикали использовались детальные корреляционные схемы, характеризующие ритмы осадконакопления и фациальных замещений. Для всех свойств был выбран среднеарифметический метод осреднения с взвешиванием по объему ячейки [10]. Дополнительно вес пористости определялся по эффективному объему, насыщенности – по эффективному поровому объему. Для аппроксимации трехмерной структуры пласта по вертикали использовался метод укрупнения Кинга, позволяющий максимально сохранить неоднородность геологической модели при укрупнении. Кроме того, была проведена процедура апскейлинга по латерали с ячеек с размерами 50 × 50 до ячеек с размерами 100 × 100 (табл.). В рамках исследования применялась трехфазная модель нелетучей нефти в системе «газ – нефть – вода». Свойства нефти в отдельном регионе были заданы функцией коэффициента объемного расширения и вязкости нефти от величины давления.

Начальные условия в фильтрационных моделях были заданы равновесной инициализацией, при которой изменение давления с глубиной таково, что подвижная фаза находится в состоянии гидростатического равновесия.

Начальная флюидонасыщенность была задана по J-функции Леверетта в геологической модели и перенесена в фильтрационную.

Значения относительной фазовой проницаемости, полученные в лабораторных условиях, были впоследствии модифицированы и применены в фильтрационных моделях (рис. 3).

В свою очередь, параметры фильтрационных моделей были уточнены на основе анализа данных за всю историю разработки месторождения [11]. Как правило, в целях адаптации

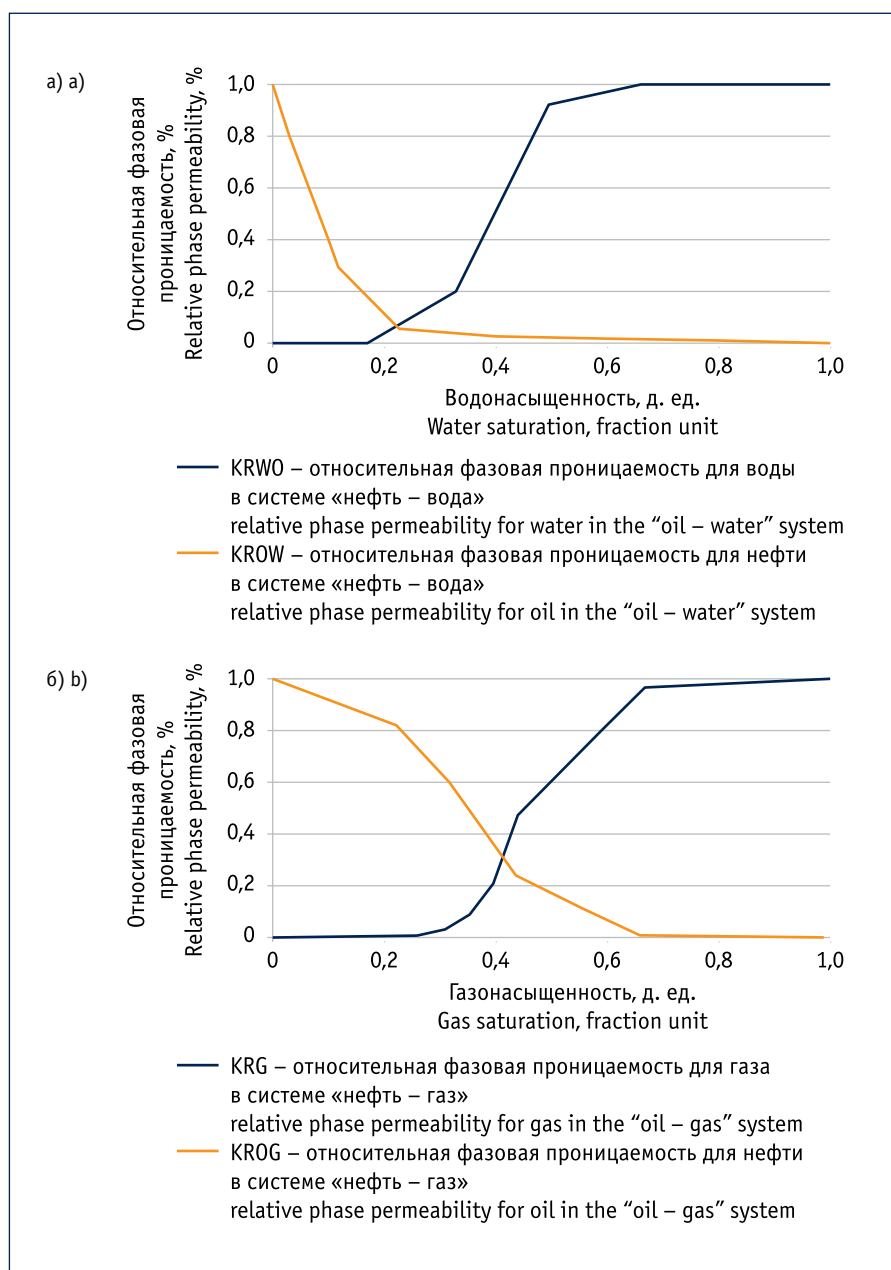


Рис. 3. Вид модифицированной функции относительной фазовой проницаемости пласта ЮС₁₁ Киньяминского нефтяного месторождения по данным адаптации фильтрационной модели в системах: а) «нефть – вода»; б) «нефть – газ»

Fig. 3. The type of the modified function of the relative phase permeability of the YuS₁₁ reservoir of the Kinyaminskoye oil field according to the adaptation of the filtration model in the systems: а) “oil – water”; б) “oil – gas”

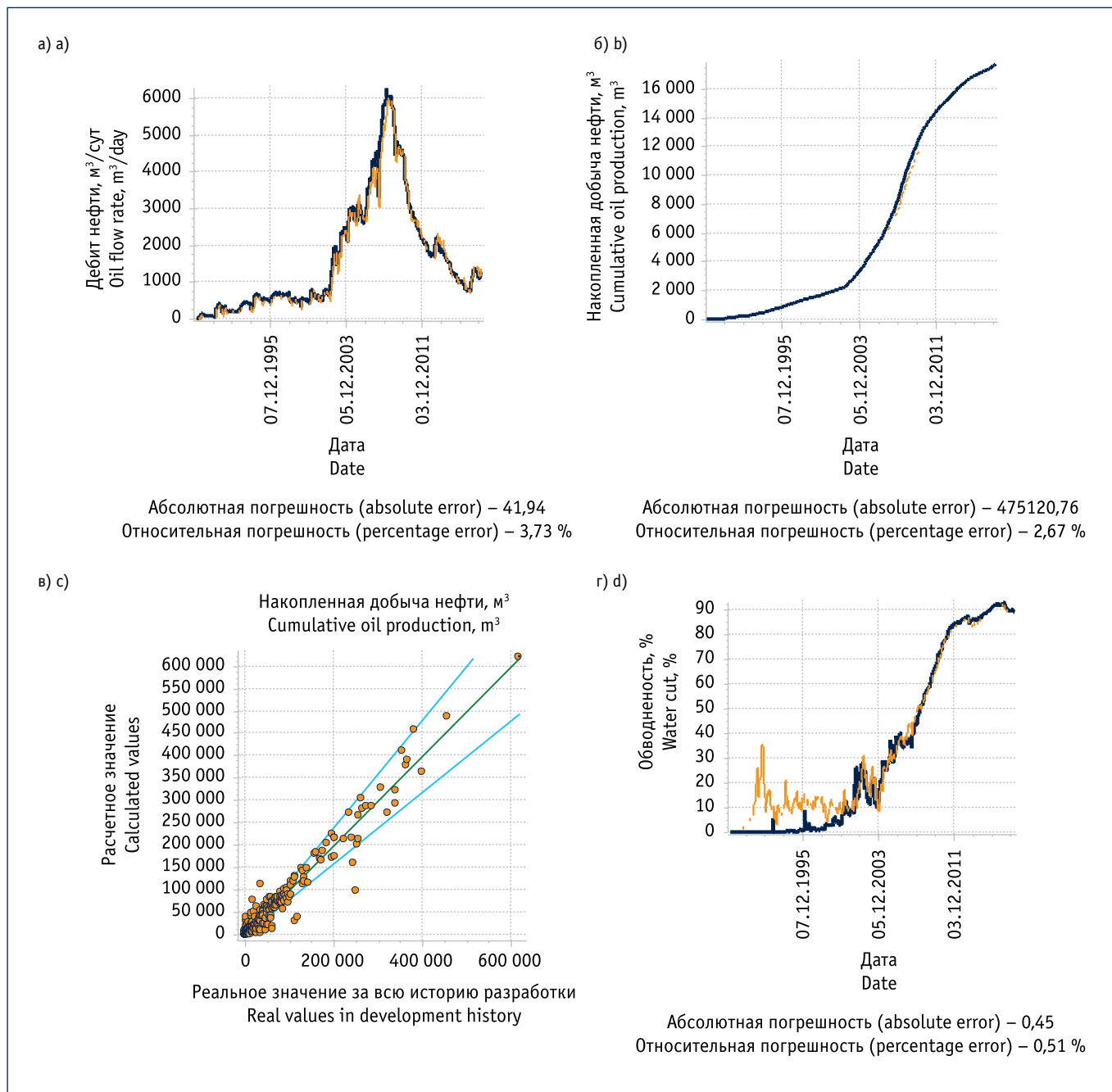


Рис. 4. Сопоставление расчетных данных с фактическими за всю историю разработки пласта ЮС₁₁ Киняминского нефтяного месторождения: а) динамика дебита нефти; б) накопленная добыча нефти (график); в) накопленная добыча нефти (кросс-плот); г) динамика обводненности
Fig. 4. Comparison of the calculated data with the actual data for the entire history of the development of the YuS₁₁ reservoir of the Kinyaminskoye oil field: a) dynamics of oil production; b) cumulative oil production (graph); c) cumulative oil production (cross-plot); d) dynamics of water cut

фильтрационных моделей необходимы проведение многочисленных расчетов и анализ полученных результатов, уточнение геолого-физических и фильтрационных параметров до достижения согласования расчетных характеристик с фактическими показателями разработки. В рамках данного исследования одним из инструментов адап-

тации фильтрационной модели было уточнение относительной фазовой проницаемости, проницаемости, геометрии самопроизвольного роста трещины в нагнетательных скважинах (автоГРП). Дополнительной информацией при этом были сведения о зонах взаимовлияния скважин, результаты промыслово-геофизических исследований и т. д.

На рис. 4 представлены графики и кросс-плоты сопоставления расчетных данных с фактическими за всю историю разработки, демонстрирующие хорошую сходимость данных. Впрочем, в ходе адаптации было выявлено расхождение по ряду скважин между фактической добычей нефти и расчетной, что связано с возможным

наличием заколонной циркуляции, а также с несогласованностью месячных эксплуатационных рапортов (МЭР) с начальной флюидонасыщенностью пласта.

В качестве примера рассмотрим скв. 127. По данным МЭР, скважина 7,5 года работает с обводненностью менее 2 % и средним дебитом жидкости 35 т/сут, при этом первые 5,5 года система поддержания пластового давления отсутствовала. Подобные показатели характерны для скважин с чисто нефтяной зоной. Однако, согласно геофизическим исследованиям, скв. 127 вскрывает водонефтяной контакт. Водонасыщенная часть пласта составляет 58 % эффективной мощности, глинистые переемы отсутствуют.

Ввиду заметного взаимовлияния скважин (в первую очередь обводнения от нагнетательных скважин) в модели были введены несимметричные трещины автоГРП, а также задавались направления трещин, не совпадающие с основным направлением стресса, как для нагнетательных, так и для добывающих скважин.

Геолого-фильтрационные модели использовались также для формирования схем разработки и расчета технологических показателей. С контролем по забойному давлению был осуществлен прогноз, причем в прогнозных моделях были учтены следующие ограничения: минимальный дебит нефти – 0,5 т/сут, максимальная обводненность скважины – 98,5 %. Установлено, что при до-

стижении принятых ограничений происходит отключение скважины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенного исследования была создана фильтрационная модель, учитывающая наиболее существенные геолого-физические и технологические факторы и описывающая действительные фильтрационные процессы, протекающие в нефтеносном пласте ЮС₁₁ Киняминского месторождения. Сопоставление расчетных технологических параметров с промысловыми показателями показало хорошую сходимость данных, что свидетельствует о качественно проведенной адаптации модели и соответствии расчетных значений фактическим.

Литература:

1. Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Яркеева Н.Р. Влияние искривленности ствола и геохимических процессов в пластах на срок службы скважин // Нефтяное хозяйство. 2008. № 6. С. 112–115.
2. Чусовитин А.А., Тимчук А.С., Фоминых О.В., Самойлов А.С. Мониторинг разработки газонефтяной зоны пластов АВ Самотлорского месторождения с применением цифровых фильтрационных моделей // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 5 (51). С. 52–55.
3. Несмелова М.Г., Примина С.П. Геологическое моделирование месторождений углеводородного сырья (на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием программного продукта Petrel) // Вестник Иркутского университета. 2017. № 20. С. 64–65.
4. Яркеева Н.Р., Баширова А.М. Цифровая фильтрационная модель как способ прогнозирования показателей работы проектных скважин на примере пласта БВ81 Северо-Покурского месторождения // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 4. С. 97–102.
5. Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2008. 668 с.
6. Чижов А.П., Григорьева К.В. Создание цифровой геологической модели для уточнения строения продуктивного пласта D1вх пашийского горизонта по работам МОГТ 3D // Молодой ученый. 2016. № 9 (113). С. 437–441.
7. Фанчи Д.Р. Интегрированный подход к моделированию фильтрационных потоков. М.–Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. 256 с.
8. Тер-Саркисов Р.М., Максимов В.М., Басниев К.С. и др. Геологическое и гидротермодинамическое моделирование месторождений нефти и газа. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 452 с.
9. Ahmed T.H. Reservoir Engineering Handbook. 4th Edition. Houston: Gulf Professional Publishing, 2010. 1472 p.
10. Кузьмин А.Ю. Ремасштабирование цифровых геологических моделей триасовых отложений для нужд гидродинамического моделирования // Международный научно-исследовательский журнал. 2017. № 6–2 (60). С. 113–116.
11. Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. Методология создания трехмерной геолого-технологической модели на месторождениях с историей разработки более 50 лет // Бурение и нефть. 2011. № 1. С. 32–35.

References:

1. Shakrislamov A.G., Antipin Yu.V., Gil'mutdinov B.R., Yarkееva N.R. Borehole Deviation and Layers Geochemical Processes Effect on the Life of Well. Neftyanoe hozyajstvo [Oil Industry]. 2008;(6):112–115. (In Russ.)
2. Chusovitin A.A., Timchuk A.S., Fominykh O.V., Samoylov A.S. Monitoring the Development of Gas-Oil Layers of Area AB Samotlor Field on the Basis of Hydrodynamic Models. Ekspozitsiya Neft' Gaz [Exposition Oil Gas]. 2016;5(51):52–55. (In Russ.)
3. Nesmelova M.G., Primina S.P. Geological Modeling of Hydrocarbon Deposits (on the Example of the Srednebotuobinskoye Oil and Gas Condensate Field using the Petrel Software Product). Vestnik Irkutskogo universiteta [Irkutsk University Bulletin]. 2017;(20):64–65. (In Russ.)
4. Yarkееva N.R., Bashirova A.M. Digital Filtration Model as a Method for Predicting the Indicators of Project Wells on Example of a BV81 Formation, Severo-Pokursky Field. Neftgazovoe delo [Oil and Gas Business]. 2015;13(4):97–102. (In Russ.)
5. Dake L.P. The Practice of Reservoir Engineering. Amsterdam: Elsevier; 2001.
6. Chizhov A.P., Grigor'eva K.V. Creation of a Digital Geological Model to Clarify the Structure of the Productive Stratum D1vk of the Pashian Horizon according to the Work of the 3D MOGT. Molodoj uchenyj [Young Scientist]. 2016;9(113):437–441. (In Russ.)
7. Fanchi D.R. Integrated Flow Modeling. Amsterdam: Elsevier; 2000.
8. Ter-Sarkisov R.M., Maksimov V.M., Basniev K.S. et al. Geological and Hydrothermodynamic Modeling of Oil and Gas Fields. Moscow – Izhevsk: Institute for Computer Research; 2012. (In Russ.)
9. Ahmed T.H. Reservoir Engineering Handbook. 4th Edition. Houston: Gulf Professional Publishing; 2010. (In Russ.)
10. Kuzmin A.Yu. Rescaling of Digital Geological Models of Triassic Sediments for the Needs of Hydrodynamic Modeling. Mezhdunarodnyj nauchno-issledovatel'skij zhurnal [International Research Journal]. 2017;6–2(60):113–116. (In Russ.)
11. Gladkov E.A., Gladkova E.E. Methodology for Creating a Three-Dimensional Geological Model of Technology in the Fields with a History of the Development over 50 Years. Burenie i neft' [Drilling and Oil]. 2011;(1):32–35. (In Russ.)