

МЕХАНИКА ЖИДКОСТИ, ГАЗА И ППАЗМЫ

Нелли Федоровна ЧИСТЯКОВА¹

Юлия Максимовна ОНИЩУК²

УДК 553.9:(571.12)

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДОБЫЧИ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ РАЗНОСКОРОСТНОЙ ВЫРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

¹ доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры механики многофазных систем,
Тюменский государственный университет
geoeekologiya@mail.ru

² магистрант кафедры механики многофазных систем,
Тюменский государственный университет
y.m.onishchuk@yandex.ru

Аннотация

Оценены возможности использования метода гидродинамического моделирования многопластовых месторождений нефти при изучении особенностей выработки запасов углеводородного сырья из пластов со значительно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами при их совместной разработке одной сеткой с применением технологии одновременно-раздельной закачки флюидов для поддержания пластового давления. Построена фильтрационная модель карбонатных пластов-коллекторов изуча-

Цитирование: Чистякова Н. Ф. Гидродинамическое моделирование процесса добычи нефтяных углеводородов в условиях разноскоростной выработки карбонатных пластов-коллекторов / Н. Ф. Чистякова, Ю. М. Онищук // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 3. С. 53-67.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-53-67

емого месторождения с использованием базовой геологической основы, учитывающей данные промыслово-геофизических, гидродинамических исследований, и использованием технологии одновременно-раздельной закачки техногенных вод. Проведено теоретическое изучение различных вариантов разработки на моделях многофазной фильтрации пластовых водно-углеводородных флюидов в системе карбонатных пород-коллекторов с существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами с использованием гидродинамической модели. Рассчитаны прогнозные показатели эксплуатации многопластового месторождения на завершающей стадии разработки. Показано, что при течении водно-углеводородных флюидов в послойно-неоднородных по проницаемости пластах значительные запасы нефти остаются в низкопроницаемых межскважинных зонах пласта-коллектора. Установлено, что в призабойных зонах скважин образуется водный конус за счет вертикального перетока воды, поступающей из заводненного высокопроницаемого слоя, препятствующего эмиграции нефти из низкопроницаемого коллектора к устью скважины. Обоснован вывод об увеличении коэффициента извлечения нефти за счет перевода всех нагнетательных скважин месторождения на технологию одновременно-раздельной закачки техногенных вод.

Ключевые слова

Гидродинамическая модель, фильтрационно-емкостные свойства, разноскоростная выработка, одновременно-раздельная закачка техногенных вод, коэффициент извлечения нефти.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-53-67

Введение

Необходимость увеличения коэффициента извлечения нефти при разработке многозалежных месторождений является одним из важных факторов приращения объемов добываемой нефти и сокращения капитальных затрат на добычу углеводородного сырья. До последнего времени решение этой задачи затруднялось, т. к. сырье извлекали из недр базового, самого продуктивного горизонта, из-за чего значительные объемы нефти, особенно в маломощных пластах, оставались в недрах. Согласно традиционной схеме разработки многопластовых месторождений углеводородное сырье сначала извлекают из нижнего объекта, затем переходят к вышележащим пластам. Реализация подобной схемы требует весьма длительного времени, т. к. разбуривание каждого эксплуатационного объекта самостоятельной сеткой скважин, несомненно, увеличивает капитальные затраты на обустройство промысла и приводит к снижению рентабельности нефтедобычи. В последние годы в связи с истощением разведанных запасов нефти и необходимостью сокращения капитальных затрат при добыче углеводородного сырья все больше внимания уделяется технологиям увеличения коэффициента извлечения нефти. Среди этих технологий — одновременно-раздельная закачка воды в пласты, вскрытые в разрезе многопластового месторождения, позволяющая извлекать углеводороды сразу из нескольких горизонтов, пройденных одной скважиной [5].

Результаты

В качестве объекта исследования в работе рассматриваются маломощные продуктивные пласты (нефтенасыщенные толщины 0,9-1,6 м при расчлененности 1,2-3,2) карбонатного состава верейского горизонта и башкирского яруса, существенно различающиеся по фильтрационно-емкостным свойствам и запасам нефти (низкая плотность запасов в отложениях башкирского яруса). Проницаемость пород-коллекторов верейского горизонта кратно превышает проницаемость коллекторов башкирского яруса, что благоприятствует образованию промытых зон в высокопроницаемых коллекторах верейского горизонта с высокой продуктивностью и приводит к низкой степени вовлечения в разработку пород-коллекторов башкирского яруса [7]. Единый тип коллектора, близкий состав и физико-химические свойства нефтей отложений верейского горизонта и башкирского яруса позволили разработчикам месторождения объединить эти карбонатные толщи в один объект разработки с единой сеткой скважин.

Для изучения процесса вытеснения нефти из карбонатных пластов-коллекторов со значительно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами в работе была создана фильтрационная модель изучаемого месторождения, адаптированная к истории разработки месторождения согласно документу «Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей» [2, 3, 6]. Адаптация производилась посредством корректировки свойств изучаемой системы в целом и на уровне скважинной корректировки. В процессе адаптации модели учитывалась следующая информация: история освоения исследуемого месторождения, геолого-геофизическая характеристика продуктивных пластов и текущее состояние разработки. Выбранные показатели сравнивались по фактическим и расчетным данным во времени. Интегральные показатели адаптации фильтрационной модели сложнопостроенного эксплуатационного объекта с существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами пластов коллекторов, свидетельствующие о качестве построений, выполненных с использованием данной гидродинамической модели, приведены на рис. 1-3. В качестве математического обеспечения гидродинамической модели использовался сертифицированный комплекс Tempest MORE 7.2 компании Roxar.

Фильтрационная модель была построена для двух вариантов разработки. Первый вариант — базовый, в котором предусматривается реализация разработки месторождения углеводородного сырья на основе действующего документа в объеме следующих мероприятий: площадная обращенная девятиточечная система разбуривания с расстоянием между скважинами 500 м, бурение боковых стволов [6]. Среди геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти — гидроразрыв пласта, соляно-кислотная обработка карбонатного коллектора, применение потокоотклоняющих технологий, химическое воздействие на пласты (таблица 1, рис. 2, 3). При расчете фильтрационной модели по данному варианту коэффициент извлечения нефти составил 0,403 д. ед.



Рис. 1. Сопоставление расчетных и фактических показателей модели: обводненность

Fig. 1. Comparison of calculated and actual parameters of the hydrodynamic model: watercut

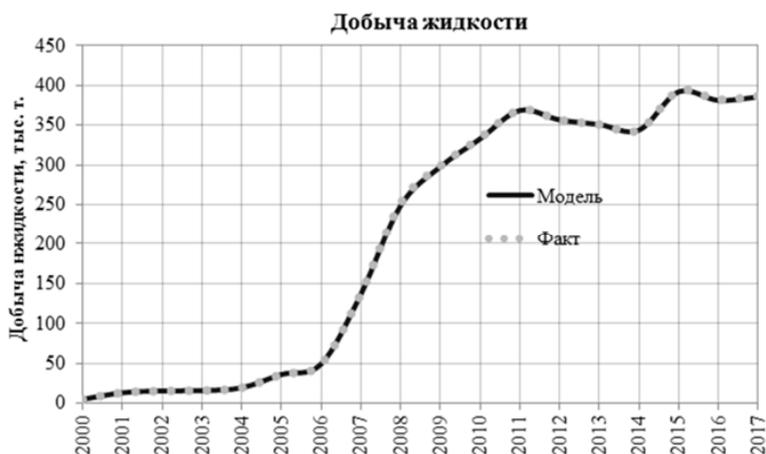


Рис. 2. Сопоставление расчетных и фактических показателей модели: добыча жидкости

Fig. 2. Comparison of calculated and actual parameters of the hydrodynamic model: liquid production

Во втором варианте за основу берется проектное решение первого варианта, дополнительно к которому рекомендуются мероприятия, направленные на оптимизацию системы разработки сложнопостроенного эксплуатационного объекта: использование оборудования для одновременно раздельной закачки воды во всех нагнетательных скважинах, а также адресные мероприятия по увеличению коэффициента извлечения нефти в условиях существующей системы поддержания пластового давления (таблица 1, рис. 4б, 5).



Рис. 3. Сопоставление расчетных и фактических показателей модели: добыча нефти

Fig. 3. Comparison of calculated and actual parameters of the hydrodynamic model: oil production

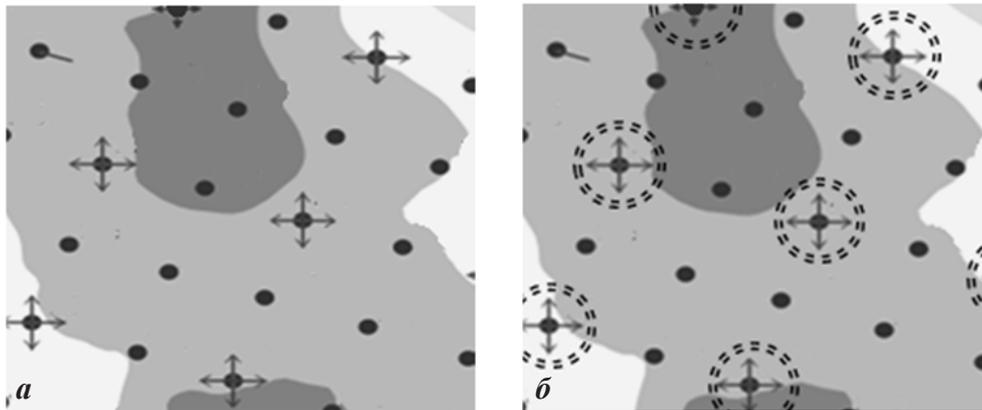


Рис. 4. Сектор схемы размещения проектного фонда скважин:
а) вариант 1; б) вариант 2

Fig. 4. Sector of the project well stock allocation scheme:
а) option 1; б) option 2

Технология разработки месторождений углеводородного сырья с одновременно-раздельной закачкой техногенной воды появилась достаточно давно [1, 5]. Ее особенность — применения многопакерных (многосекционных) компоновок, устанавливаемых в скважинах. Данная технология позволяет осуществлять поочередный спуск секций и проверку герметичности пакера каждой последующей секции, соответствующей интервалу, в котором необходимо создавать дифференцированную репрессию на пласт (рис. 6). Воздействие на эксплуатационный объект путем перераспределения давления в каждом из выделенных интервалов приводит к изменению направления скорости потоков пластовых флюидов, влияющих на основные показатели разработки месторождения, в том числе и на коэффициент извлечения нефти [4].

Таблица 1

Основные характеристики расчетных вариантов разработки

Table 1

Basic characteristics of design development options

Характеристики	Вариант 1	Вариант 2
Режим разработки	с поддержанием пластового давления	
Система размещения скважин	обращенная 9-точечная	
Расстояние между скважинами, м	500	
Плотность сетки, га/скв. по площади	19,9	18,7
Фонд скважин для бурения, всего	63	63
— добывающих	46	46
— нагнетательных	17	
Одновременно-раздельная закачка	—	35
Бурение боковых стволов	9	12
Давление забойное добывающих скважин, МПа	15-40	
Давление устьевое нагнетательных скважин, МПа	90-160	
Коэффициент использования фонда скважин	1	
Коэффициент эксплуатации фонда скважин	0,95	

ФАКТ ПРОГНОЗ

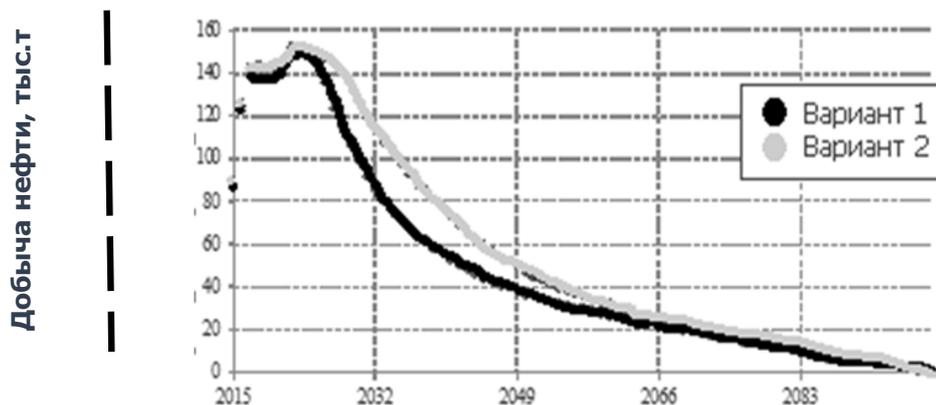


Рис. 5. Динамика добычи нефти по варианту 1 и 2.

Fig. 5. Dynamics of oil production under options 1 and 2

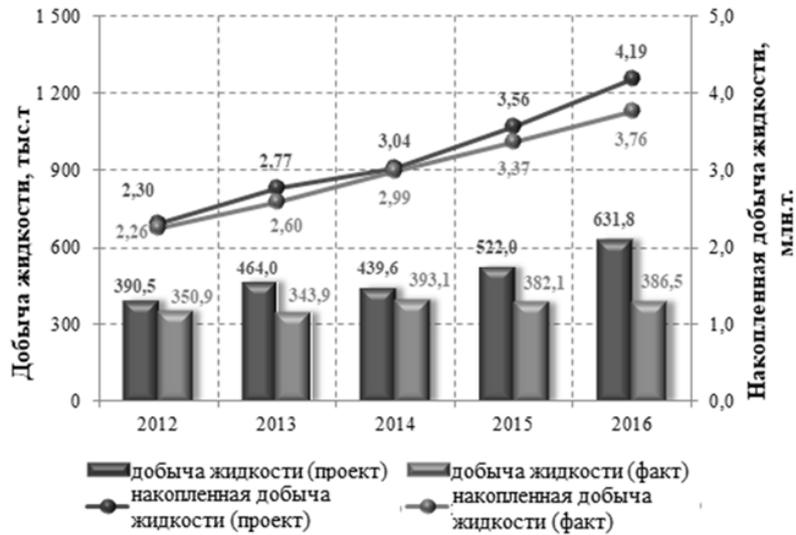


Рис. 7. Сравнение проектного и фактического отбора жидкости

Fig. 7. Comparison of design an actual fluid extraction

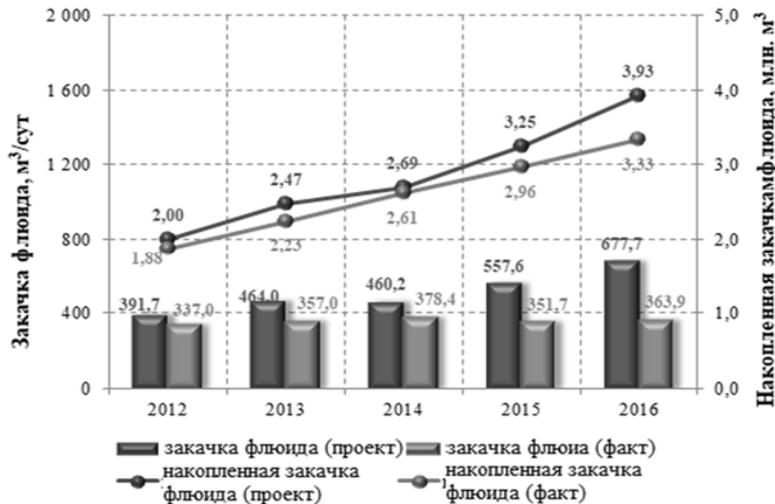


Рис. 8. Сравнение проектной и фактической закачки флюида

Fig. 8. Comparison of design an actual liquid injection

ходит за счет пластов верейского яруса, а нефтяные углеводороды, в первую очередь в отложениях башкирского яруса, вытесняются не в полной мере (рис. 9). При анализе текущего энергетического состояния выработки верейских и башкирских пластов было выяснено, что степень воздействия системы

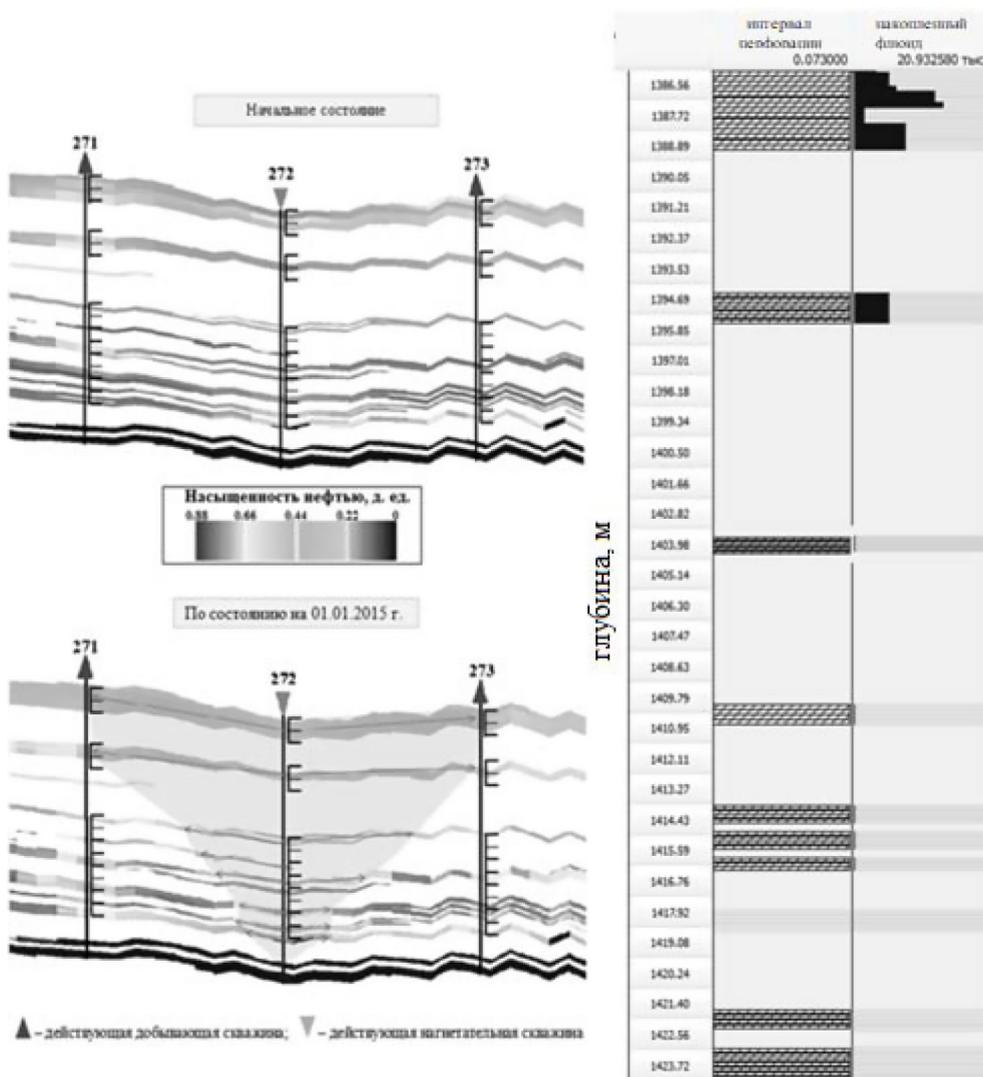


Рис. 9. Профиль начальной и текущей нефтенасыщенности

Fig. 9. Profile of initial and current oil saturation

поддержания пластового давления в условиях совместной закачки воды в нагнетательные скважины различна, а фронт вытеснения нефти из продуктивных верейских отложений значительно больше, чем из башкирских отложений.

В связи с выявленными особенностями разработки сложного геологического объекта была разработана и проанализирована гидродинамическая модель второго варианта разработки, где используется технология одновременно-раздельной закачки воды.

Перевод всех нагнетательных скважин под скважины с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды обеспечивает не только технологические преимущества по сравнению с первым вариантом, но и экономические. Это связано с ростом коэффициента извлечения нефти, ростом накопленной добычи нефти и снижением обводненности пласта, что увеличивает период добычи углеводородного сырья (таблица 2, рис. 5).

Значение предельных репрессий, создаваемых на каждый пласт при применении этой технологии, устанавливается по методу Холла [8].

Таблица 2

Table 2

Основные характеристики расчетных вариантов разработки

Basic characteristics of design development options

Показатели	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
Проектный уровень добычи нефти	тыс. т	146,1 (2023 г.)	146,4 (2017 г.)
Проектный уровень добычи жидкости	тыс. т	1 007,80 (2048 г.)	1 029,30 (2048 г.)
Проектный уровень закачки воды	тыс. м ³	1 041,30 (2036 г.)	1 085,10 (2048 г.)
Проектный срок разработки	лет	85	85
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. т	4 261,8	4 535,70
Коэффициент извлечения нефти	д. ед.	0,403	0,437

Заключение

С помощью метода гидродинамического моделирования разработана фильтрационная модель многопластового эксплуатационного объекта — месторождения углеводородного сырья, в состав которого входят карбонатные пласты среднего карбона с существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами. Данная модель позволяет оценить эффективность двух вариантов разработки, обосновать целесообразность технологии одновременно-раздельной закачки техногенной воды в пласты-коллекторы и спрогнозировать разработку карбонатных коллекторов в условиях их разноскоростной выработки. При построении фильтрационных моделей для двух вариантов разработки учитывались геологические и петрофизические характеристики продуктивных пластов, размер залежей, величины геологических и извлекаемых запасов нефтяных углеводородов, результаты опробования скважин, промысловые данные, экономическая целесообразность предлагаемых систем разработки.

Разработанная гидродинамическая модель позволяет адекватно смоделировать процессы перераспределения водно-углеводородных флюидов в толщах карбонатных пластов-коллекторов, существенно различающихся фильтрационно-емкостными свойствами, объединенных в единый эксплуатационный объект, и корректно воспроизвести историю разработки месторождения, обеспечивает приемлемый уровень сходимости расчетных и фактических показателей разработки и может служить основой для обоснования проектных решений.

Применение технологии одновременно-раздельной закачки приводит к увеличению коэффициента извлечения нефти, дополнительной добыче углеводородного сырья, сокращению капитальных вложений на бурение дополнительных скважин. Кроме экономических преимуществ наблюдается улучшение экологических составляющих, которые обеспечиваются сокращением количества скважин и нефтепромысловых коммуникаций, предупреждением выборочной отработки месторождений углеводородного сырья недропользователем, минимизацией сверхнормативных потерь углеводородного сырья.

Рассчитаны прогнозные показатели эксплуатации многопластового месторождения на завершающей стадии. Показано, что на завершающей стадии разработки месторождений при течении водно-углеводородных флюидов в по-слойно-неоднородном по проницаемости пласте значительные запасы нефти остаются в низкопроницаемых межскважинных зонах пласта. Установлено, что в призабойных зонах низкопроницаемого слоя коллектора добывающих скважин образуется водный конус за счет вертикального перехода воды, поступающей из заводненного высокопроницаемого слоя, который препятствует эмиграции нефти из низкопроницаемого коллектора к устью скважины. Обоснован вывод об увеличении коэффициента извлечения нефти за счет перевода всех нагнетательных скважин месторождения на технологию одновременно-раздельной закачки техногенных вод. Проведено теоретическое изучение различных вариантов разработки на моделях многофазной фильтрации пластовых водно-углеводородных флюидов в системе карбонатных пород-коллекторов с существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами. Предложенная модель выработки запасов углеводородного сырья из пластов-коллекторов со существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами при их совместной разработке одним фильтром с применением технологии одновременно-раздельной закачки техногенных вод позволит максимально эффективно разрабатывать данное нефтяное месторождение.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аржиловский А. В. Научные аспекты совместной разработки пластов и технологий ОРЭ (ОРЗ): дисс. ... канд. техн. наук / А. В. Аржиловский. Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов, 2012. 151 с.

2. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС. Принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 (протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 № 5370). Введен в действие с 01.07.2012. 4 с.
3. Гладков Е. А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа: учеб. пособие / Е. А. Гладков. Томск: Томский политехнический университет, 2012. 84 с.
4. Ивановский В. И. ОРЭ и интеллектуализация скважин: вчера, сегодня, завтра / В. И. Ивановский // Территория Нефтегаз. 2010. № 3. С. 31-39.
5. Максудов Р. А. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений / Р. А. Максудов, Б. Е. Доброскок, Ю. В. Зайцев // М.: Недра, 1974. 231 с.
6. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минтопэнерго России, 2002. 81 с.
7. Скважинная установка для регулирования и отсекания потока среды: пат. 2194152 Рос. Федерация: МПК⁷ E21B43/12, E21B34/06 / М. З. Шарифов, В. А. Леонов и др. № 2001102236/03; заявл. 24.01.2001; опубл. 10.12.2002, Бюл. № 34. 24 с.
8. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. Методы проектирования, осуществления и мониторинга, позволяющие оптимизировать темпы добычи и освоения запасов / Д. Уолкотт; пер. с англ. Ю. А. Наумова. 2-е изд., доп. М.: Юкос — Schlumberger, 2001. 144 с.

Nelli F. CHISTYAKOVA¹

Yuliya M. ONISHCHUK²

UDC 553.9:(571.12)

HYDRODYNAMIC MODELING OF THE PRODUCTION OF PETROLEUM HYDROCARBONS IN THE CONDITIONS OF DIFFERENT-SPEED PRODUCTION OF CARBONATE RESERVOIRS

¹ Dr. Sci. (Geol.-Mineral.), Professor,
Department of Mechanics of Multiphase Systems,
University of Tyumen
geoekologiya@mail.ru

² Master Student,
Department of Mechanics of Multiphase Systems,
University of Tyumen
y.m.onishchuk@yandex.ru

Abstract

A filtration model of carbonate reservoirs of the studied deposit is constructed using the basic geological basis that takes into account the data of field geophysical studies, hydrodynamic studies, and the use of technology of simultaneous separate injection of man-made waters. The possibilities of using the method of hydrodynamic modeling of multi-layer oil fields are observed in studying the features of producing hydrocarbon reserves from reservoirs with significantly different filtration and capacitance properties when they are jointly developed by a single grid using the technology of simultaneous-separate injection of fluids to maintain reservoir pressure. A theoretical study of various development options on models of multiphase filtration of formation water-hydrocarbon fluids in a system of carbonate reservoir rocks with significantly different filtration-capacitive properties using a hydrodynamic model was carried out. The forecast indicators

Citation: Chistyakova N. F., Onishchuk Yu. M. 2018. "Hydrodynamic Modeling of the Production of Petroleum Hydrocarbons in the Conditions of Different-Speed Production of Carbonate Reservoirs". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 3, pp. 53-67.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-53-67

of exploitation of a multi-layer deposit at the final stage of development are calculated. It is shown that during flow of water-hydrocarbon fluids in layer-inhomogeneous permeability layers significant oil reserves remain in the low-permeability inter-well zones of the reservoir. It has been established that a water cone is formed in the bottomhole zones of the wells due to the vertical water flow coming from the flooded high-permeability layer, which prevents the emigration of oil from the low-permeability reservoir to the wellhead. The conclusion is substantiated about the increase in the oil recovery factor due to the transfer of all injection wells of the field to the technology of simultaneous-separate injection of man-made waters.

Keywords

Hydrodynamic model, filtration-capacitive properties, different-speed production, simultaneous-separate injection of technogenic waters, the oil recovery factor.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-3-53-67

REFERENCES

1. Arzhilovskiy A. V. 2012. Nauchnyye aspekty sovmestnoy razrabotki plastov i tekhnologiy ORE (ORZ) [Scientific Aspects of Joint development of Reservoirs and DCP Technologies]. Cand. Sci. (Tech.) diss. Ufa: Institut problem transportnykh energoresursov.
2. TsKR Rosnedr po UVS. 2012. Vremennyy reglament otsenki kachestva i priyemki trekhmernykh tsifrovyykh geologo-gidrodinamicheskikh modeley. predstavlyayemykh polzovatelyami nedr v sostave tekhnicheskikh proyektov razrabotki mestorozhdeniy uglevodородного syria na rassmotreniye TsKR Rosnedr po UVS [Temporary Rules for Assessing the Quality and Acceptance of Three-Dimensional Digital Geological and Hydrodynamic Models Submitted by Subsurface Users as Part of Technical Projects for the Development of Hydrocarbon Deposits for Consideration by the Rosnedra Central Office for the Department of Water Resources].
3. Gladkov E. A. 2012. Geologicheskoye i gidrodinamicheskoye modelirovaniye mestorozhdeniy nefi i gaza: Uchebnoye posobiye [Geological and Hydrodynamic Modeling of Oil and Gas Fields: Textbook]. Tomsk: Tomsk Polytechnic University.
4. Ivanovskiy V. I. 2010. "ORE i intellektualizatsiya skvazhin: vchera. segodnya. Zavtra" [DCP and Well Intellectualization: Yesterday, Today, Tomorrow]. *Territoriya neftegaz*, March, no 5, pp. 31-39.
5. Maksutov R. A., Dobroskok B. E., Zaytsev Yu. V. 1974. Odnovremennaya razdelnaya ekspluatatsiya mnogoplastovykh neftyanykh mestorozhdeniy [Simultaneous Separate Exploitation of Multi-Layer Oil Fields]. Moscow: Nedra.
6. RD 153-39.0-109-01. 2002. Metodicheskiye ukazaniya po kompleksirovaniyu i etapnosti vypolneniya geofizicheskikh, gidrodinamicheskikh i geokhimicheskikh issledovaniy neftyanykh i neftegazovykh mestorozhdeniy [Methodological Guidelines on the Complexation and Phasing of Geophysical, Hydrodynamic and Geochemical Exploration of Oil and Gas Fields]. Moscow: Mintopenergo Rossii.

7. Sharifov M. Z., Leonov V. A. et al. 2002. "Skvazhinnaya ustanovka dlya regulirovaniya i otsekaniya potoka sredy" [Downhole Installation for Regulating and Cutting off the Flow of the Medium]. RF Patent no 2194152. Published 10 December.
8. Wolcott D. 2001. Razrabotka i upravleniye mestorozhdeniyami pri zavodnenii Metody proyektirovaniya. osushchestvleniya i monitoringa. pozvolyayushchiye optimizirovat tempy dobychi i osvoyeniya zapasov [Applied Waterflood Field Development]. 2nd edition revised. Translated from English by Yu. A. Naumov. Moscow: Yukos — Schumberger.