

Нелли Фёдоровна ЧИСТЯКОВА¹
Даниил Витальевич МАСУНОВ²

УДК 553.9:(571.12)

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

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

² магистрант кафедры механики многофазных систем,
Тюменский государственный университет
masunov.d@yandex.ru

Аннотация

Построена трехмерная гидродинамическая модель разрабатываемых пластов-коллекторов юрских отложений единого эксплуатационного объекта нефтяного месторождения, соответствующая требованиям «Временного регламента 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» [1]. Проанализированы два варианта разработки отдельного промыслового участка месторождения, находящегося на завершающем этапе разработки. Показано, что применение метода разбуривания боковых стволов с горизонтальным окончанием в зоне повышенной плотности текущих подвижных запасов нефти совместно с физико-химической обработкой терригенных пластов-коллекторов повышает рентабельность эксплуатационных скважин в усло-

Цитирование: Чистякова Н. Ф. Применение метода гидродинамического моделирования для оптимизации разработки месторождений углеводородного сырья в условиях высокой обводненности пластов-коллекторов / Н. Ф. Чистякова, Д. В. Масунов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 1. С. 176-186.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-176-186

виях высокой обводненности и выработки пластов-коллекторов в зоне дренирования на завершающей стадии разработки и увеличивает рентабельный срок разработки до 52-54 лет по сравнению с базовым сроком разработки в 48-50 лет.

Ключевые слова

Боковые стволы, гидродинамическая модель, поверхностно-активные вещества, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, поддержание пластового давления, коэффициент извлечения нефти.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-176-186

Введение

На поздних стадиях разработки месторождений, когда растёт число малодебитных, высокообводнённых и простаивающих скважин, эксплуатация скважин с высокой степенью выработки в зонах дренирования становится нерентабельной. Для завершающей стадии разработки характерны: малые темпы добычи нефти; высокая обводненность в пластах-коллекторах; ещё более резкое, чем на предыдущей стадии, снижение добычи нефти; уменьшение количества работающих скважин. Продолжительность завершающего периода сопоставима со всеми предыдущими стадиями. Порой такая разработка может длиться больше 20 лет. Предел рентабельности эксплуатации нефтяного месторождения наступает, когда обводненность углеводородной продукции достигает критического значения в 98%.

Для поддержания стабильного уровня добычи нефти в настоящее время активно используют следующие технологические мероприятия: гидроразрыв пласта, ремонтно-изоляционные работы, регулирование заводнения пластов, проводку горизонтальных стволов, а также забуривание боковых стволов в уже пробуренных эксплуатационных скважинах, физико-химическое воздействие на пласт с целью увеличения коэффициента извлечения нефти.

Создание боковых стволов в пробуренных скважинах позволяет вовлечь в добычу незадействованные слои и участки пласта-коллектора, тем самым обеспечивая доступ к трудным локальным скоплениям полезных ископаемых, которые нельзя извлечь из недр в ходе вертикального бурения. При этом увеличивается коэффициент извлечения нефти, доизвлекаются остаточные запасы углеводородов из продуктивных отложений за счёт существующей сетки скважин, снижается себестоимость добытой продукции.

Опыт разработки месторождений углеводородного сырья показывает, что эффективная разработка эксплуатационных объектов со сложным геологическим строением невозможна без широкого использования физико-химических методов воздействия на пласт, регулирующих фильтрацию закачиваемых растворов. Через нагнетательные скважины закачиваются в пласт растворы химических реагентов — тампонирующие материалы (осадкообразующие и гелеобразующие полимерные системы, эмульсии и др.). За счёт снижения поверхностного на-

тяжения нефти на границе химического реагента и повышения его вязкости в результате внутрипластового образования стойких вязких эмульсий происходит выравнивание профиля приемистости и перераспределение потоков нагнетаемой (для поддержания пластового давления) воды в глубоких зонах пласта-коллектора, повышение охвата пласта заводнением, что способствует доотмыву остаточной нефти. Использование этих методов на стадии прогрессирующего обводнения добываемой продукции, особенно в неоднородных по фильтрационно-емкостным свойствам пластах-коллекторах, какими являются терригенные пласты изучаемого объекта, позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти из сильно истощенных и заводненных пластов с рассеянной нефтенасыщенностью.

В данной работе анализировался единый эксплуатационный объект, объединяющий 13 литологически (с выклиниванием пластов на склонах выступов фундамента) и тектонически экранированных залежей, приуроченных к продуктивным юрским пластам «П», «Т₁» и коре выветривания доюрского фундамента «КВ», где после длительного простоя добывающих скважин без проведения ремонтно-изоляционных работ было отмечено изменение положения водонефтяного контакта. Пластовая температура — 78-81 °С, проницаемость пластов-коллекторов — 3-297 мД, пористость — 0,226 ед.

Определение технологических показателей разработки данного эксплуатационного объекта нефтяного месторождения в период завершающей стадии его эксплуатации осуществлялось на основе геолого-гидродинамической модели месторождения, которая базируется на геологической и геофизической информации в комплексе с детальной трехмерной адресной геолого-математической моделью залежи и трехмерной ориентированной моделью процесса разработки залежи. В качестве математического обеспечения гидродинамической модели месторождения были использованы сертифицированные программные комплексы Tempest MORE 7.1.4 и RMS 2013.1.2.

В рамках проектного документа была инициализирована гидродинамическая двухфазная модель фильтрации, в которой рассматриваются два фильтрующихся флюида: вода и нефть без учета их реального компонентного состава (black-oil model), где углеводородная система представлена товарной нефтью и газом сепарации. Газосодержание (R_s) остается постоянным и определяет растворимость газа в нефти. Для получения инструмента оценки прогнозных показателей были проведены: адаптация модели с учетом всей геолого-промысловой информации (результаты гидродинамических исследований, промыслово-геофизические исследования, фактически проведенные геолого-технические мероприятия, замеры динамических уровней, значения забойных и пластовых давлений); модификация кубов проницаемости в зоне отбора скважин со средним значением проницаемости, полученных по результатам лабораторных исследований. В качестве параметров настройки были выбраны: текущая и накопленная добыча нефти и жидкости, обводненность продукции и объемная закачка жидкости. Выбранные показатели сравнивались по фактическим и расчетным данным

по времени. Адаптация гидродинамических моделей разработки проводилась с шагом в один год и представлена по состоянию на 01.01.2017. Интегральные показатели адаптации фильтрационной модели эксплуатационного объекта приведены на рис. 1-3.

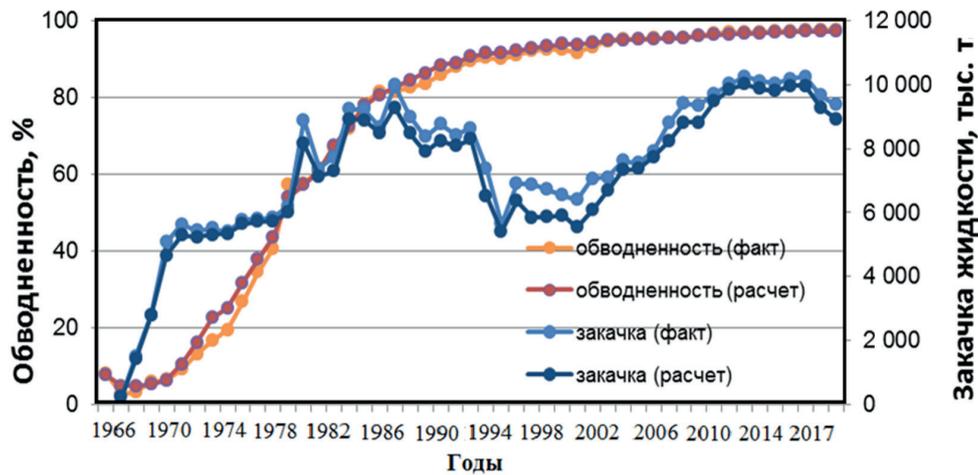


Рис. 1. Сопоставление расчетных и фактических показателей по обводненности и закачке жидкости

Fig. 1. Comparison of calculated and actual indices by watering and pumping liquid

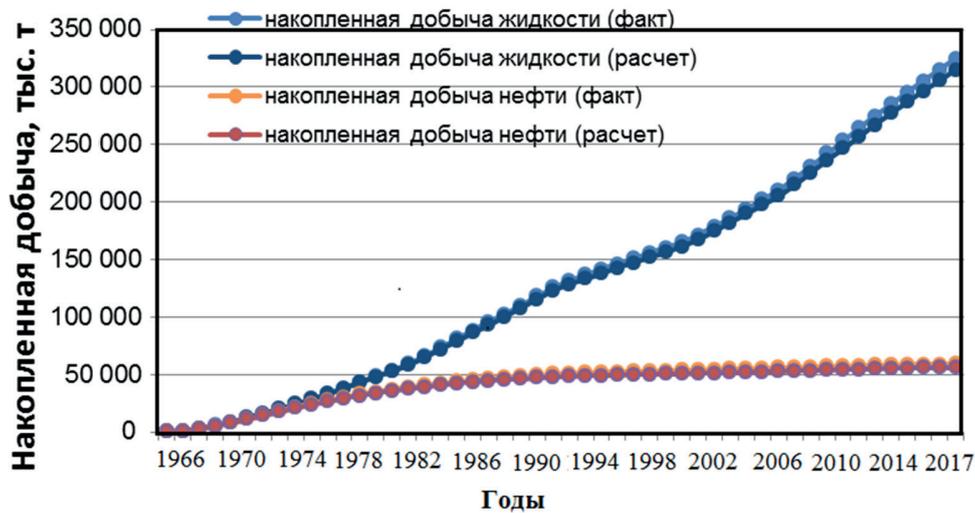


Рис. 2. Сопоставление расчетных и фактических показателей по накопленным отборам нефти и жидкости

Fig. 2. Comparison of calculated and actual indices by accumulated oil and liquid withdrawals

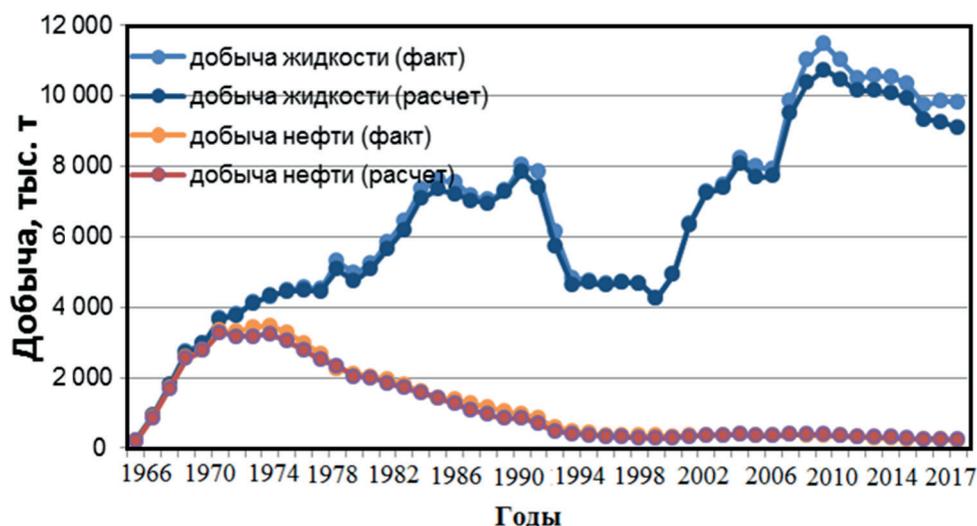


Рис. 3. Сопоставление расчетных и фактических показателей по добыче нефти и жидкости

Fig. 3. Comparison of calculated and actual indices by oil and liquid production

Для оценки добывающих возможностей и состояния разработки единого геологически сложного эксплуатационного объекта в работе рассмотрены два технологических варианта разработки. Для обоих вариантов рассмотрена рядная, очагово-избирательная система заводнения.

Первый вариант разработки (базовый) основан на сформировавшейся на месторождении системе разработки в соответствии с применением геолого-технологических мероприятий (обработка призабойной зоны, ремонтно-изоляционные работы), направленных на поддержание базовой добычи.

Второй вариант основан на базовом варианте, включая дополнения: забуривание шести боковых стволов с горизонтальным окончанием в зонах повышенной плотности текущих подвижных запасов нефти с проведением технологических мероприятий (гидроразрыв пласта, ремонтно-изоляционные работы); бурение трех новых горизонтальных скважин; применение физико-химического воздействия на пласт-коллектор объекта.

Примеры геологических разрезов с учетом информации о начальной и текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов приведены на рис. 3, а сопоставление технологических показателей разработки по обоим вариантам представлено в таблице 1.

Анализ результатов геолого-гидродинамического моделирования показал, что разработка залежей в многозалежном эксплуатационном объекте по базовому варианту должна завершиться в 2065 г. (проектный срок разработки — 48 лет) при коэффициенте извлечения нефти 0,481. Проектный уровень добычи нефти — 200 тыс. т. Объем нефти, добытой за весь рассматриваемый период, составит по

базовому варианту 90 631 тыс. т; объем накопленной жидкости за весь период разработки — 90 791 тыс. т при обводненности продукции 98%.

Разработка залежей изучаемого эксплуатационного объекта по второму варианту завершится в 2071 г. (проектный срок разработки — 54 года) при коэффициенте извлечения нефти 0,498. Проектный уровень добычи нефти — 278,3 тыс. т. Накопленная добыча нефти и жидкости по второму варианту составит 93 925 и 95 555 соответственно при обводненности продукции 98%.

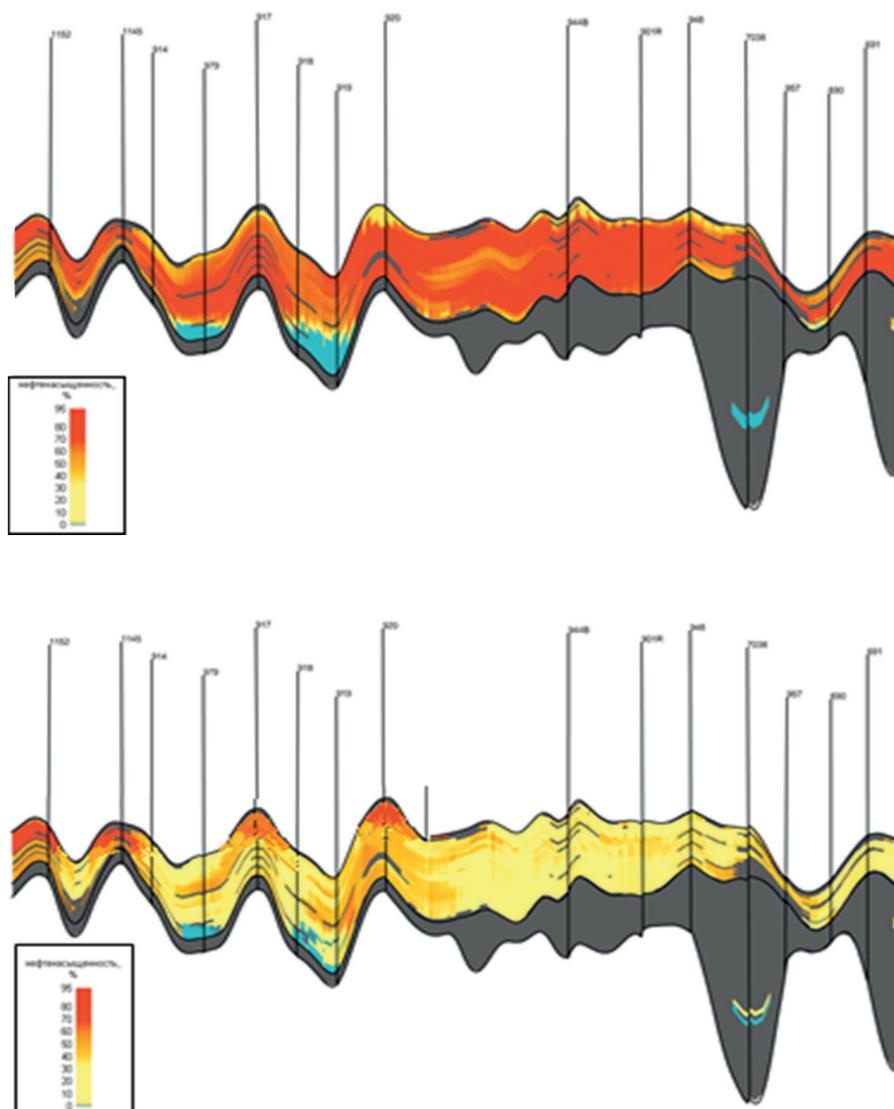


Рис. 4. Разрезы по начальной (1 этап) и текущей (4 этап) нефтенасыщенности

Fig. 4. Sections for the initial (1st stage) and current (4th stage) oil saturation

Таблица 1

Сопоставление технологических показателей разработки

Table 1

Comparison of technological development indicators

Показатели	Объект П + Т ₁ + КВ	
	Базовый вариант	Вариант 2
Плотность сетки скважин, га/скв.	12,3	14,1
Максимальные уровни:		
добычи нефти, тыс. т	200	278
добычи жидкости, тыс. т	1 616	1 633
закачки воды, тыс. м ³	1 545	1 476
Проектный срок разработки, годы	48	54
Накопленная добыча нефти за проектный период, тыс. т	90 631	93 925
Накопленная добыча жидкости за проектный период, тыс. т	90 791	95 555
Коэффициент извлечения нефти, д. ед.	0,484	0,498
Средняя обводненность продукции (весовая), % к концу разработки	98	98

Сопоставление текущей и накопленной добычи нефти по вариантам представлено на рис. 5 и 6.



Рис. 5. Сопоставление текущей добычи нефти по вариантам разработки

Fig. 5. Comparison of current oil production by development options

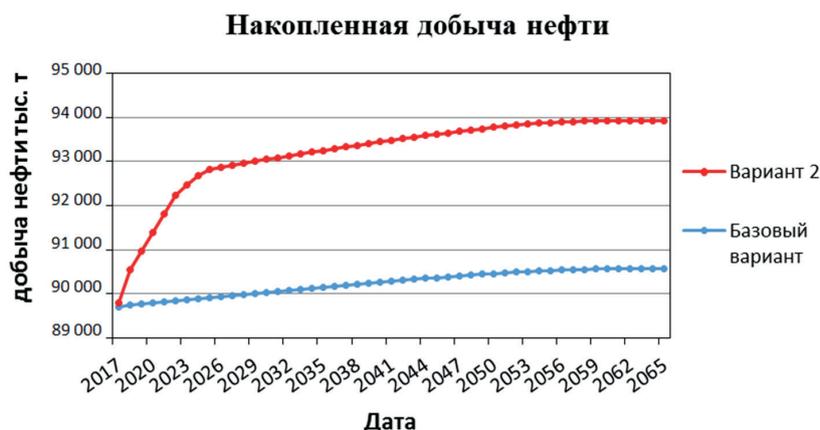


Рис. 6. Сопоставление накопленной добычи нефти по вариантам разработки

Fig. 6. Comparison of accumulated oil production by development options

Заключение

Геолого-гидродинамическая модель, в основу которой положены геолого-геофизические и промысловые характеристики месторождения углеводородного сырья, отражающая особенности фильтрации водно-углеводородных флюидов в реальных условиях пластов-коллекторов, обеспечивает приемлемый уровень сходимости расчетных и фактических показателей разработки (согласно регламенту) и может служить основой для оперативного обоснования проектных решений в сфере оптимизации разработки месторождений углеводородного сырья.

Трехмерная геолого-гидродинамическая адаптированная модель разработки многозалежного эксплуатационного объекта, объединяющего 13 литологически и тектонически экранированных ловушек юрского возраста «П», «Т₁» и коры выветривания доюрского фундамента «КВ», насыщенных нефтяными углеводородами, позволяет сравнить эффективность выработки запасов нефти на завершающей стадии разработки по двум вариантам. Показано, что на завершающей стадии разработки месторождения углеводородного сырья наиболее применимыми технологическими мероприятиями по восстановлению малодебитных высокообводненных нерентабельных скважин являются бурение боковых стволов в ранее пробуренных скважинах в сочетании с физико-химическим воздействием на пласт, которое увеличивает коэффициент извлечения нефти. Восстановление бездействующего фонда скважин с помощью бурения бокового ствола из добывающей скважины обходится на 30-40% дешевле бурения новой скважины. Повышение коэффициента извлечения нефти, объемов накопленной добычи углеводородов, увеличение проектного периода разработки месторождения повышает эффективность добычи углеводородного сырья, снижает ее себестоимость.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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: протокол ЦКР Роснедр по УВС от 19 апреля 2012 г. № 5370.
2. Гавура В. Е. Современные методы и системы разработки газонефтяных залежей / В. Е. Гавура, В. В. Исайчев, А. К. Курбанов и др. М.: Всероссийский научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности, 1994. 344 с.
3. Дейк Л. П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Л. П. Дейк. М.: Премимум Инжиниринг, 2009. 570 с.
4. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров / Л. П. Дейк. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, Регулярная и хаотическая динамика, 2008. 668 с.
5. Правила разработки месторождений углеводородного сырья: приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 30 декабря 2015 г. № 571.
6. Протасов В. Н. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи: учеб. для вузов / В. Н. Протасов, Б. З. Султанов, С. В. Кривенков. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 691 с.
7. Регламент комплексного контроля за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» // ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь. Когалым, 2001.
8. Рынский М. А. Тектонические и гидродинамические особенности формирования нефтяных месторождений Припятского прогиба / М. А. Рынский // Проблемы тектоники Припятского прогиба / Р. Е. Айзберг, З. А. Горелик, С. П. Микуцкий; отв. ред. Р. Г. Гарецкий. Минск: Наука и техника, 1974. С. 142-152.
9. Стрельцова Ю. Г. Повышение эффективности добычи высоковязких нефтей глубиннонасосными установками: дисс. ... к. т. н. / Ю. Г. Стрельцова. Краснодар, 2011. 214 с.
10. Технологический регламент на освоение скважин месторождений ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» // ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь. Когалым, 2014.

Nelli F. CHISTYAKOVA¹
Daniil V. MASUNOV²

UDC 553.9:(571.12)

**APPLYING THE METHOD OF HYDRODYNAMIC MODELING
TO OPTIMIZE THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON
RAW MATERIALS IN THE CONDITIONS OF HIGH VOLUME
OF COLLECTOR PLANTS**

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
masunov.d@yandex.ru

Abstract

This article describes the development of a 3D hydrodynamic model of the developed reservoirs of the Jurassic sediments of a single oilfield production facility. The model meets the requirements of the “Provisional Rules for the Assessment of the Quality and Acceptance of 3D Digital Geological and Hydrodynamic Models Presented by Subsurface Users as part of Technical Projects for Developing Hydrocarbon Deposits for the consideration of the Rosnedra Central Subsoil Use Monitoring Center”. The authors analyze two variants of the development of a separate commercial section of the field, which is at the final stage of development. The results show significant advantages of applying the method of drilling sidetracks with a horizontal termination in the zone of increased density of current mobile oil reserves together with physical and chemical treatment of terrigenous reservoirs. It increases a) the profitability of production wells in conditions of high water cut and generation of reservoirs in the drainage zone at the final stage of development, b) the cost-effective term of development, and c) the

Citation: Chistyakova N. F., Masunov D. V. 2019. “Applying the method of hydrodynamic modeling to optimize the development of hydrocarbon raw materials in the conditions of high volume of collector plants”. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 1, pp. 176-186.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-176-186

cost-effective development term to 52-54 years compared with the basic development period of 48-50 years.

Keywords

Sidetracks, oil recovery coefficient, surface active agents, physical and chemical methods for increasing oil recovery, reservoir development, reservoir pressure maintenance, hydrodynamic model, oil recovery factor.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-1-176-186

References

1. Rosnedra protocol for hydrocarbons of 19 April 2012 No 5370 “Temporary regulations for assessing the quality and acceptance of three-dimensional digital geological and hydrodynamic models submitted by subsoil users as part of technical projects for the development of hydrocarbon deposits for consideration by the Rosnedr CDR for hydrocarbons”. [In Russian]
2. Gavura V. Ye., Isaychev V. V., Kurbanov A. K. et al. 1994. Modern Methods and Systems for Development of Gas-Oil Deposits. Moscow: Vserossiyskiy nauchno-issledovatel'skiy institut organizatsii, upravleniya i ekonomiki neftegazovoy promyshlennosti. [In Russian]
3. Dake L. P. 2009. Fundamentals of Reservoir Engineering. Moscow: Premium Inzhiniring. [In Russian]
4. Dake L. P. 2008. The Practice of Reservoir Engineering. Moscow; Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, Regulyarnaya i khaoticheskaya dinamika. [In Russian]
5. RF Ministry of Natural Resources and Environment Order of 30 December 2015 No 571 “Rules for the development of hydrocarbon deposits”. [In Russian]
6. Protasov V. N., Sultanov B. Z., Krivenkov S. V. 2004. Operation of Equipment for Drilling Wells and Oil and Gas Production: Students' Handbook. Moscow: Nedra-Biznestsentr. [In Russian]
7. LUKOIL — Western Siberia. 2001. Regulations for the integrated control over the development of oil and gas and oil fields of LLC LUKOIL — Western Siberia. Kogalym. [In Russian]
8. Rynsky M. A. 1974. “Tectonic and hydrodynamic features of the formation of oil fields of the Pripyat Trough”. In: Aizberg R. E., Gorelik Z. A., Mikutsky S. P. Problems of the Tectonics of the Pripyat Trough. Edited by R. G. Garetsky, pp. 142-152. Minsk: Nauka i tekhnika. [In Russian]
9. Streltsova Yu. G. 2011. “Improving the efficiency of production of high-viscosity oils using deep-well pumps”. Cand. Sci. (Tech.) diss. Krasnodar. [In Russian]
10. LUKOIL — Western Siberia. 2014. Technological regulations for the development of wells of the fields of LLC LUKOIL — Western Siberia. Kogalym. [In Russian]