

УДК 622.276-224.7:534

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2018

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ВЫСОКОЙ ВЯЗКОСТЬЮ НЕФТИ*

В.В. Поплыгин, М. Уирсигроч¹

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

¹Абердинский университет (Центр исследования прикладной динамики, Королевский колледж, AB24 3UE, Абердин, Соединённое Королевство Великобритании и Северной Ирландии)

EVALUATION OF THE WAVE EFFECT EFFECTIVENESS IN CARBONATE RESERVOIRS WITH HIGH VISCOSITY OIL

Vladimir V. Poplygin, Marian Wiercigroch¹

Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

¹University of Aberdeen (Centre for Applied Dynamics Research, King's College, AB24 3UE, Aberdeen, United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland)

Получена / Received: 09.07.2018. Принята / Accepted: 24.10.2018. Опубликована / Published: 30.11.2018

Ключевые слова:

добыча нефти, обводненность, волновое воздействие, трещинно-поровый коллектор, проницаемость, гидродинамическое моделирование, коэффициент извлечения нефти, нестационарное заводнение.

При разработке трещинно-поровых коллекторов возможны прорывы нагнетаемой в пласты воды через систему трещин к добывающим скважинам. Данный процесс может снизить охват пласта воздействием системы разработки, что в итоге приведет к снижению коэффициента нефтеизвлечения. Для более полного охвата пласта воздействием на трещинно-поровом коллекторе возможно использование различных методов, связанных с закачкой геле- и осадкообразующих агентов, применением волновых технологий и др. В работе рассмотрена залежь с высоковязкой нефтью и трещинно-поровым коллектором. По объекту наблюдается опережение роста обводненности над выработкой запасов нефти. Авторы работы предлагают использовать волновое воздействие, связанное с остановками как нагнетательных, так и добывающих скважин. Время остановки и работы каждой скважины следует выбирать исходя из параметров призабойной зоны. Конкретное значение времени окончания взаимодействия блоков и трещин при изменении давления в точках пласта можно грубо оценить по началу прямолинейной части кривой восстановления давления в трещинно-поровом коллекторе. Для выбранного участка залежи определены времена окончания взаимодействия между трещинами и блоками при изменении давления, предложены различные варианты реализации. Моделирование процесса воздействия выполнено в программном комплексе Tempest More. По результатам моделирования можно отметить, что с точки зрения снижения обводненности волновое воздействие эффективно, но при длительных остановках добывающих скважин происходят потери добычи нефти. Следует отметить, что время взаимодействия между трещинами и блоками существенно зависит от проницаемости призабойной зоны, и с ее увеличением это время снижается. Также в работе установлено, что больший эффект при воздействии получен при использовании волны переменной частоты.

Key words:

oil production, water cut, wave effect, fracture-porous reservoir, permeability, hydrodynamic modeling, oil recovery factor, unsteady flooding.

Development of fracture-porous reservoirs can be followed by breakthroughs of water injected into reservoirs through the system of cracks to production wells. This process can reduce the coverage of reservoir by sweeping, which will ultimately lead to a decrease in oil recovery factor. In order to perform a more effective fractured-porous reservoir flooding it is possible to use various methods associated with the injection of gel and sediment-forming agents, the use of wave technologies etc. The paper considers the formation with high-viscosity oil and fractured-porous reservoir. It is observed that water cut increase faster than oil recovery. The authors of the paper propose to use the wave effect associated with the stops of both injection and production wells. Shut-off and shut-in time of each well should be selected based on the parameters of the bottomhole zone. The specific value of the end time of the interaction of blocks and fractures when the pressure changes at the points of the reservoir can be roughly estimated from the beginning of the straight section of the pressure build-up curve in the fracture-porous reservoir. For the selected formation reservoir time of the end of the interaction between fractures and blocks with pressure changes was determined. Various options for implementation were proposed. Process impact modelling was performed using the Tempest More software package. According to the results of the simulation, it can be noted that the wave phenomenon is effective in terms of water cut reduction. Nevertheless, there are losses in oil production with long periods of shut-off of the wells. It should be noted that the time of interaction between fractures and blocks substantially depends on the permeability of the bottomhole zone; the higher the permeability the lower the time. It was also found that a variable frequency wave results in a greater effect.

Поплыгин Владимир Валерьевич – доцент кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 82 38, e-mail: poplygin@bk.ru). Контактное лицо для переписки.
Уирсигроч Мариан – профессор Инженерной школы (тел.: +007 342 219 82 38, e-mail: poplygin@bk.ru).

Vladimir V. Poplygin (Author ID in Scopus – 36574114000) – Associate Professor at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 82 38, e-mail: poplygin@bk.ru). The contact person for correspondence.

Marian Wiercigroch (Author ID in Scopus – 56229012200) – Professor of the School of Engineering (tel.: +007 342 219 82 38, e-mail: poplygin@bk.ru).

* Исследование выполнено при финансовой поддержке Правительства Пермского края в рамках научного проекта № С-26/786 от 21.12.2017 г.

The study was carried out with the financial support of the Government of the Perm region in the framework of the research project No. С-26/786 dated 21 December 2017.

Введение

При высокой расчлененности горных пород-коллекторов, существенном отличии проницаемости пропластков, наличии сети трещин возможны прорывы нагнетаемой в пласты воды через отдельные пропластки или систему трещин к добывающим скважинам [1, 2]. Данный процесс может снизить охват пласта воздействием системы разработки, что в итоге приведет к снижению коэффициента нефтеизвлечения [3–5]. Наиболее часто такие характеристики залежей встречаются в карбонатных коллекторах. Для более полного охвата пласта воздействием на трещинно-поровом коллекторе возможно использование различных методов, связанных с закачкой гели и осадкообразующих агентов [6–13], использование волновых технологий [14–19] и др. Волновое воздействие на залежи можно реализовать следующими способами [20–23]:

1) циклическое заводнение путем существенного изменения темпов закачки воды (снижение или прекращение закачки) в течение определенного времени с последующим ее возобновлением;

2) изменение направления фильтрационных потоков путем перераспределения закачки воды и отборов жидкости по различным участкам залежи;

3) очаговое заводнение путем осуществления дополнительно закачки воды на участках, слабо реагирующих на ранее внедренную систему заводнения;

4) форсированный отбор жидкости по скважинам или группам скважин высокообводненных участков залежи и др.

Использование перечисленных выше способов приходится в основном на период, когда добыча нефти из залежи начинает снижаться.

Хороший эффект от гидродинамических методов воздействия достигается на карбонатных коллекторах [20] ввиду того, что они представлены в основном трещинно-поровым коллектором. Более половины добычи нефти в Пермском крае приурочено к карбонатным коллекторам [24].

Существуют различные методики определения оптимального времени закачки и остановки скважин для создания волны перераспределения давления [25–29]. В данной работе предлагается рассмотреть возможность комплексного циклического воздействия на объект разработки через как нагнетательные, так и добывающие скважины.

Проектирование волнового воздействия

Волновое воздействие в залежах создается за счет волны перераспределения давления. Скорость перераспределения давления в пласте будет существенно зависеть от его фильтрационных характеристик, которые численно выражаются через значение коэффициента проницаемости. В Пермском крае эффективные нефтенасыщенные толщины в основном не превышают 10 м, а проницаемость по керну более 60 % коллекторов не превышает $0,1 \text{ мкм}^2$. В таких условиях даже маловязкая нефть может оказать существенное влияние на фильтрацию в пласте [30]. Приведенные в специальной литературе материалы показывают [31–32], что использование волнового воздействия комплексного вида (на добывающих и нагнетательных скважинах) приводит к перетоку нефти в обводненные каналы, что сразу отражается на результатах гидродинамических исследований и позволяет увеличить охват воздействием неоднородного коллектора.

Обработка кривых восстановления показывает, что изменение свойств призабойной зоны пласта скважины (ПЗП) в сторону их ухудшения приводит к замедлению восстановления давления на забое остановленной скважины, что можно объяснить уменьшением размеров зоны влияния скважины и замедлением притока флюидов к ее забоям (рис. 1) [33].

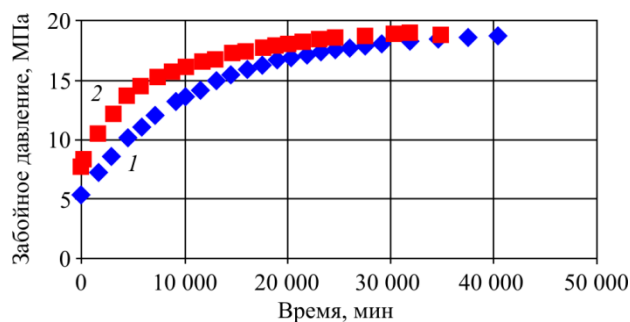


Рис. 1. Восстановление давления в скв. 772 турнейского объекта:
 1 – $k_{пзн} = 0,0197 \text{ мкм}^2$; 2 – $k_{пзн} = 0,0544 \text{ мкм}^2$

При создании на забое скважин изменения давления в период положительных импульсов давления увеличивается раскрытость трещин пласта [34] и формируется угасающая фильтрационная волна. Данную волну можно представить как гармоническое колебание. С течением времени в результате процессов перераспределения давления установятся определенные значения депрессии в каждой точке пласта. При создании волны давлений в

нескольких скважинах каждая из волн вызовет обмен жидкости между блоками и трещинами, пропорциональный величине депрессии в конкретной точке. Поскольку волна представляет собой гармоническое колебание, то в течение одного полупериода жидкость будет поступать из блоков в трещины, в течение другого – из трещин в блоки. При создании на забоях скважин волн давления различной правильно подобранной частоты можно создать результирующее колебание с максимально возможными депрессиями в различных точках пласта. Величину амплитуды и частоты волны следует подбирать исходя из состояния призабойных зон скважин. В [35] показано, что при больших промежутках времени давления в блоках и трещинах практически выравниваются и перетоки прекращаются. Там же предлагается определять время окончания взаимодействия блоков с трещинами при выходе кривой восстановления давления скважины в логарифмических координатах на прямую линию. На основе гидродинамического моделирования в [36] отмечено, что наилучший технологический эффект от остановки и включения скважин с точки зрения снижения обводненности возможен при соотношении времени работа/простой у нагнетательной скважины один к трем.

С учетом вышесказанного оценим возможность использования кратковременных остановок скважин для создания волн фильтрации и повышения эффективности разработки залежи на турнейском карбонатном объекте с высоковязкой нефтью Пермского края (рис. 2).

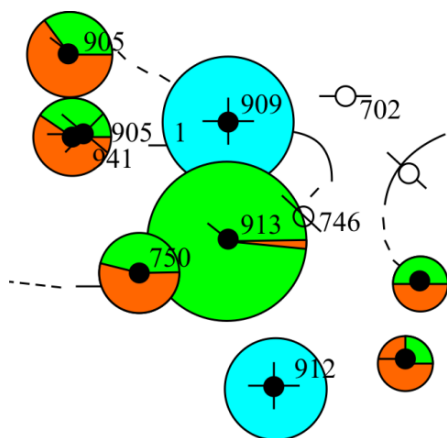


Рис. 2. Участок залежи, выделенный для оценки возможности использования волн фильтрации

Основные параметры залежи представлены в табл. 1. Объект обладает пониженными значениями проницаемости, низким газосодержанием пластовой нефти, высоким значением плотности нефти и коэффициентом расчлененности.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика турнейского объекта

Характеристика	Березовское месторождение
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,3
Пористость, %	15
Проницаемость по керну, мкм ²	0,035
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,38
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,56
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	87,08
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,914
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,9
Газосодержание, м ³ /т	6,6
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	1,44
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,179

Обводненность добывающих скважин на участке залежи изменяется от 26 до 98 %, дебит скважин по нефти варьируется в пределах 1,1–8,1 т/сут.

Время окончания взаимодействия блоков и трещин (T_0) при изменении давления в точках пласта можно грубо оценить по началу прямолинейной части кривой восстановления давления в трещинно-поровом коллекторе (рис. 3).

По скважинам участка получены следующие значения времени T_0 : 747 – 95 ч; 750 – 119 ч; 905 – 46 ч; 909 – 132 ч; 912 – 83 ч; 913 – 25 ч; 926 – 105 ч; 941 – 63 ч.

Гидродинамическое моделирование волнового воздействия

В программном комплексе Tempest More смоделированы следующие варианты создания волн фильтрации: вариант 1 – периодическая работа только нагнетательных скважин участка; варианты 2–4 – установка на всех скважинах участка одного времени работы и остановки скважин на постоянном уровне (вариант 2 – минимальное время (25 ч); вариант 3 – среднее время (84 ч); вариант 4 – максимальное время (132 ч), вариант 5 – установка на каждой скважине индивидуального постоянного времени работы и остановки (T_0).

Результаты гидродинамического моделирования представлены в табл. 2.

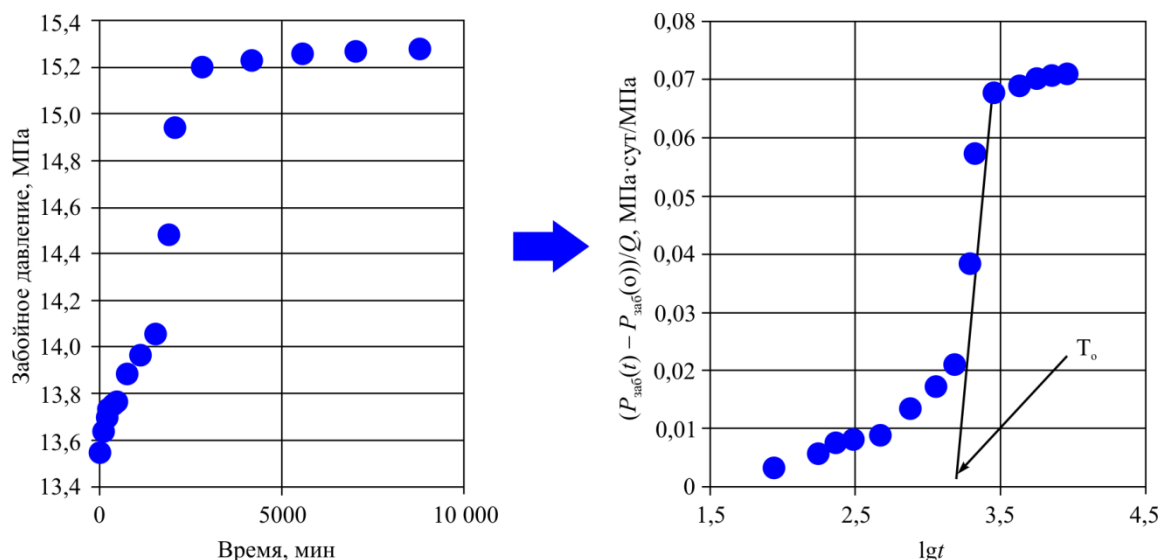


Рис. 3. Оценка времени окончания взаимодействия блоков и трещин по скв. 913.
 $P_{заб}(t)$ и $P_{заб}(0)$ – забойное давление в момент времени t после остановки скважины
 и в момент остановки скважины соответственно

Таблица 2

Результаты гидродинамического моделирования волнового воздействия в течение первого года

Вариант	Время работы/остановки скважин, ч	Накопленная добыча жидкости, тыс. м ³	Накопленная добыча нефти, тыс. т	Обводненность, %
Базовый	Работа скважин при действующем режиме	426,72	162,839	0,83
1	25/25*	430,833	163,798	0,80
2	25/25	430,343	163,435	0,80
3	84/84	430,253	163,268	0,80
4	132/132	424,172	162,413	0,83
5	Индивидуальные T_0	430,451	163,663	0,81

Примечание: * – только нагнетательные скважины.

В результате моделирования установлено, что практически во всех вариантах происходит увеличение накопленной добычи нефти по сравнению с базовой величиной, при этом наблюдаются стагнация и некоторое снижение значений обводненности участка. Отрицательный технологический эффект получен в случае длительной остановки добывающих и нагнетательных скважин. Наибольший технологический эффект определен при периодической работе только нагнетательных скважин (циклическое заводнение по варианту 1) (рис. 4).

Суммарный дебит скважин участка по нефти на конец первого года периода моделирования при базовом варианте составил 13,8 м³/сут, в остальных вариантах – 31–35 м³/сут, это значит, что эффект от проведения циклического воздействия даже в течение года даст длительный положительный импульс для разработки залежи. В случаях комплексного воздействия наибольший эффект

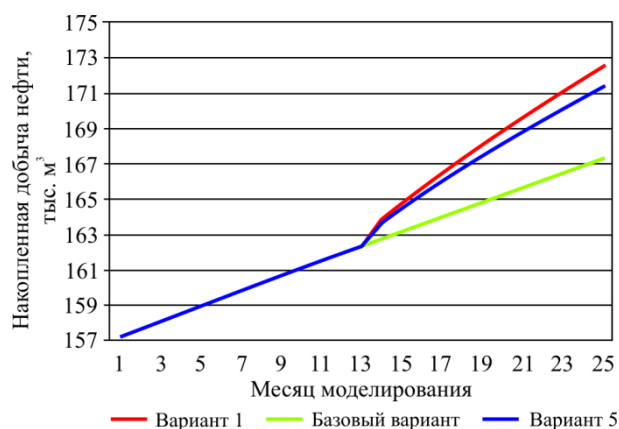


Рис. 4. Результаты моделирования

достигается при разночастотной работе скважин, когда время работы и остановки подбирается индивидуально исходя из параметров призабойных зон. В [37–40] получен вывод, что при комплексном волновом воздействии с одинаковой частотой эффективность технологии с течением времени

снижается. При оценке результатов моделирования стоит отметить, что темп роста дополнительной добычи нефти снижается и, соответственно, необходимо вносить коррективы в параметры воздействия для поддержания высоких технологических показателей.

Выводы

Представленные материалы позволяют делать следующие выводы:

Библиографический список

- Hou J., Luo M., Zhu D. Foam-EOR method in fractured-vuggy carbonate reservoirs: Mechanism analysis and injection parameter study // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2018. – Vol. 164. – P. 546–558. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.01.057
- Min H., Chen L., Wang L., Zhang L., Chen J. Characteristics and mechanism of water production for fractured vuggy carbonate reservoirs, Halahatang Oilfield // *Journal of Southwest Petroleum University*. 2017. – Vol. 39, iss. 1, – P. 114–123. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.02.022
- Liu C., Li K., Tian X., Zhao G., Chen Y., Mahlalela B.M. Experimental studies on production performance of oil reservoirs with bottom water // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 172. – P. 527–537. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.052
- Glover P.W.J., Lorinczi P., Al-Zainaldin S., Al-Ramadan H., Daniel G., Sinan S. Advanced fractal modelling of heterogeneous and anisotropic reservoirs // *SPWLA 59th Annual Logging Symposium*, 2-6 June. – London, 2018.
- Liu P., Mu Z., Wang W., Liu P., Hao M., Liu J. A new combined solution model to predict water cut in water flooding hydrocarbon reservoirs // *International Journal of Hydrogen Energy*. – 2017. – Vol. 42, iss. 29. – P. 18685–18690. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.04.166
- Гладких Е.А., Хижняк Г.П. Результаты исследований водоизоляционного состава на керновой модели слоисто-неоднородного пласта // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 11. – С. 118–121. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-118-121
- Строганов М.А. Технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин с применением кремнийорганических тампонажных материалов группы АКОР // *Нефть. Газ. Инновации*. – 2016. – № 4. – С. 69–73.
- Абилхаиров Д.Т., Альмухаметова Э.М., Владимиров И.В. Результаты внедрения технологии выравнивания профиля приемистости с применением геллана в качестве тампонирующего агента // *Нефтегазовое дело*. – 2017. – Т. 15, № 1. – С. 65–69. DOI: <http://dx.doi.org/10.17122/ngdelo-2017-1-65-69>
- Хасанов И.М. Результаты применения технологий по выравниванию профилей приемистости (ВПИ) нагнетательных скважин на месторождениях АО «Варьеганнефтегаз» // *Нефть. Газ. Инновации*. – 2015. – № 7. – С. 28–33.
- Юшков И.Р., Цветков Г.А. Итенсификация добычи высоковязкой нефти Опалихинского месторождения // *Вестник Пермского университета. Геология*. – 2017. – Т. 16, № 1. – С. 84–90. DOI: 10.17072/psu.geol.16.1.84
- Oilfield reservoir souring during waterflooding: A case study with low sulphate concentration in formation and injection waters / A.N. Cavallaro, M.E.G. Martinez, H. Osters, H. Panarello, R.R. Cordero // *Proceedings – SPE International Symposium on Oilfield Chemistry 2005*, SPE 92959. – P. 131–142. DOI: 10.2118/92959-MS
- Polymer flood application to improve heavy oil recovery at East Bodo / F.R. Wassmuth, W. Arnold, K. Green, N. Cameron // *Journal of Canadian Petroleum Technology*. – 2009. – 48 (2). – P. 55–61. DOI: 10.2118/09-02-55
- Hou J., Li Z.-Q., Cao X.-L., Song, X.-W. Integrating genetic algorithm and support vector machine for polymer flooding production performance prediction // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2009. – Vol. 68, iss. 1–2. – P. 29–39. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.05.017
- Палий А.О., Раянов Р.Р. Причины неуспешности нестационарного заводнения при разработке низкопроницаемых коллекторов нефти // *Нефть, газ и бизнес*. – 2013. – № 6. – С. 38–42.
- Тараканова О.Э., Галиуллин М.М., Дубовецкая Н.В. Нестационарное заводнение как способ повышения эффективности реализованной системы поддержания пластового давления // *Нефтяное хозяйство*. – 2013. – № 11. – С. 49–53.
- Применение методов увеличения нефтеотдачи и адресных обработок скважин на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» / Ю.В. Шульев, М.А. Виноходов, Д.Ю. Крянев, А.М. Петраков, А.И. Шилова, Р.Ю. Жуков // *Нефтяное хозяйство*. – 2012. – № 1. – С. 64–66.
- Ваганов Л.А., Телегин И.Г. Влияние остановок нагнетательных скважин на разработку объекта ЮС1 месторождения «Грибное» // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2011. – № 4. – С. 66–71.
- Ваганов Л.А., Телегин И.Г. Анализ эффективности нестационарного заводнения юрских отложений Когальмского района // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2011. – № 6. – С. 62–68.
- Круглов Я.А. О применении нестационарного заводнения на обводненных нефтяных месторождениях // *Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета*. – 2012. – № 3 (32). – С. 85–87.
- Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии. – М.: Недра, 1994. – 308 с.

21. Shchipanov A.A., Surguchev L.M., Jakobsen S.R. Improved oil recovery by cyclic injection and production // Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – 2008. – 2. – P. 901–911. DOI: 10.2118/116873-MS

22. Mai A., Kantzas A. Improved heavy oil recovery by low rate waterflooding // Society of Petroleum Engineers – International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, «Heavy Oil: Integrating the Pieces». – 2008. – 2. – P. 727–738. DOI: 10.2118/117648-MS

23. Guan W., Wu S., Jiang, Y., Liang J. 3D physical model of steam injection in high water-cut reservoir // Shiyou Xuebao / Acta Petrolei Sinica. – 2009. – Vol. 30, iss. 3. – P. 404–408.

24. Поплыгин В.В., Белоглазова Е.А., Иванова А.С. Анализ результатов проведения кислотных обработок в сложных геолого-технологических условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 10. – С. 83–90. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.8

25. Чумаков Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – Т. 13, № 13. – С. 49–58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5

26. Варианты импульсного нестационарного заводнения в блоковых системах разработки / М.Я. Хабибуллин, Р.И. Сулейманов, Л.З. Зайнаглина, В.А. Петров // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 99–103.

27. Владимирова И.В., Альмухаметова Э.М., Уметбаев В.Г. Теоретическое исследование влияния послонной проницаемостной неоднородности продуктивного пласта на эффективность нестационарного заводнения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2 (100). – С. 33–45. DOI: 10.17122/ntj-oil-2015-2-33-45

28. Владимирова И.В., Пичугин О.Н., Велиев Э.М. Технология нестационарного воздействия, предусматривающая периодическую работу добывающих и нагнетательных скважин в противофазе // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 56–59.

29. Huang X., Ling Y. Water injection optimization using historical production and seismic data // Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–27 September, San Antonio. – 4. – P. 2202–2209. DOI: 10.2118/102499-MS

30. Назарова Л.Н. влияние соотношения параметров, определяющих гидропроводность пласта, на величину

расчетного коэффициента извлечения нефти // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 10. – С. 20–23.

31. Владимирова И.В., Альмухаметова Э.М., Варисова Р.Р. Анализ влияния нестационарного заводнения на результаты гидродинамических исследований скважин // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 10. – С. 55–57.

32. Анализ влияния нестационарного заводнения на результаты гидродинамических исследований скважин / И.В. Владимирова, Э.М. Альмухаметова, Р.Р. Варисова, Е.М. Абуталипова, А.Н. Авренюк // Территория Нефтегаз. – 2016. – № 9. – С. 68–71.

33. Feng Q., Wang S., Gao G., Li C. A new approach to thief zone identification based on interference test // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2010. – Vol. 75, iss. 1–2. – P. 13–18. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.10.005

34. Мамедова М.А. Исследование параметров призабойной зоны трещинных пластов при неустановившемся режиме // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2, № 1. – С. 252–254.

35. Молокович Ю.М. Неравновесная фильтрация и ее применение в нефтепромысловой практике. М. – Ижевск: РХД, Институт компьютерных исследований, 2006. – 214 с.

36. Циклис И.М., Моисеева Е.Ф. Исследование влияния продолжительности периода простоя/работы нагнетательных скважин на эффективность применения нестационарного заводнения в нефтяных залежах в условиях частичного разгазирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 296–301.

37. Владимирова И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти месторождения Северные Бузачи // Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 46–52.

38. Sanchez-Rivera D., Mohanty K., Balhoff M. Reservoir simulation and optimization of Huff-and-Puff operations in the Bakken Shale // Fuel. – 2015. – Vol. 147. – P. 82–94. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.12.062

39. Wen H., Sun N., Liu Y. Index system evaluating water flooding development effect of oilfield at ultra-high water cut stage // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2017. – Vol. 7, iss. 1. – P. 111–123. DOI: 10.1007/s13202-016-0249-3

40. Эффективность нестационарного заводнения в процессе изменения горно-геологических условий эксплуатации продуктивных пластов / В.И. Хохлов, Ш.С. Галимов, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, В.В. Мухаметшин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 54–58.

References

1. Hou J., Luo M., Zhu D. Foam-EOR method in fractured-vuggy carbonate reservoirs: Mechanism analysis and injection parameter study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2018, vol.164, pp.546-558. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.01.057

2. Min H., Chen L., Wang L., Zhang L., Chen J. Characteristics and mechanism of water production for fractured vuggy carbonate reservoirs, Halahatang Oilfield. *Journal of Southwest Petroleum University*, 2017, vol.39, iss.1, p.114-123. DOI: 10.1016/j.jngse.2017.02.022

3. Liu C., Li K., Tian X., Zhao G., Chen Y., Mahlalela B.M. Experimental studies on production performance of oil reservoirs with bottom water. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol.172, pp.527-537. DOI: 10.1016/j.petrol.2018.09.052

4. Glover P.W.J., Lorinczi P., Al-Zainaldin S., Al-Ramadan H., Daniel G., Sinan S. Advanced fractal modelling of heterogeneous and anisotropic reservoirs. *SPWLA 59th Annual Logging Symposium*, 2018, 2-6 June. London.

5. Liu P., Mu Z., Wang W., Liu P., Hao M., Liu J. A new combined solution model to predict water cut in water flooding hydrocarbon reservoirs. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017, vol.42, iss.29, pp.18685-18690. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.04.166.
6. Gladkikh E.A., Khizhnyak G.P. Rezultaty issledovaniy vodoizolyatsionnogo sostava na kernovoy modeli sloisto-neodorodnogo plasta [Results of research of waterproofing composition on a core model of a layered heterogeneous formation]. *Oil industry*, 2017, no.11, pp.118-121. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-11-118-121
7. Stroganov M.A. Tekhnologii vyravnivaniya profilya priemistosti nagnetatelnkh skvazhin s primeneniem kremniyorganicheskikh tamponazhnykh materialov gruppy AKOR [Technology of conformance control of injectivity profile of wells using silicone plugging materials of AKOR group]. *Neft. Gaz. Innovatsii*, 2016, no.4, pp.69-73.
8. Abilkhairov D.T., Almukhametova E.M., Vladimirov I.V. Rezultaty vnedreniya tekhnologii vyravnivaniya profilya priemistosti s primeneniem gellana v kachestve tamponiruyushchego agenta [Results of applying new technology injectivity profile alignment of gellan as agent plugging]. *Neftgazovoe delo*, 2017, vol.15, no.1, pp.65-69. DOI: <http://dx.doi.org/10.17122/ngdelo-2017-1-65-69>
9. Khasanov I.M. Rezultaty primeneniya tekhnologiy po vyravnivaniyu profilya priemistosti (VPP) nagnetatelnkh skvazhin na mestorozhdeniyakh AO "Vareganneftegaz" [Results of application of the technologies for conformance control of injectivity profiles of wells on the fields of Varioganneftegaz JSC]. *Neft. Gaz. Innovatsii*, 2015, no.7, pp.28-33.
10. Yushkov I.R., Tsvetkov G.A. Itensifikatsiya dobychi vysokovyazkoy nefti Opalikhinskogo mestorozhdeniya [Intensification of highly-viscous oil recovery at the Opalikhinskoe field]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*, 2017, vol.16, no.1, pp.84-90. DOI: 10.17072/pstu.geol.16.1.84
11. Cavallaro A.N., Martinez M.E.G., Ostera H., Panarello H., Cordero R.R. Oilfield reservoir souring during waterflooding: A case study with low sulphate concentration in formation and injection water. *Proceedings SPE International Symposium on Oilfield Chemistry 2005*, no. SPE 92959, pp.131-142. DOI: 10.2118/92959-MS
12. Wassmuth F.R., Arnold W., Green K., Cameron N. Polymer flood application to improve heavy oil recovery at East Bodo. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2009, 48(2), pp.55-61. DOI: 10.2118/09-02-55
13. Hou J., Li Z.-Q., Cao X.-L., Song, X.-W. Integrating genetic algorithm and support vector machine for polymer flooding production performance prediction. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2009, vol.68, iss.1-2, pp.29-39. DOI: 10.1016/j.petrol.2009.05.017
14. Paliy A.O., Rayanov R.R. Prichiny neuspeshnosti nestatsionarnogo zavodneniya pri razrabotke nizkoprofitsaemykh kollektorov nefti [The reasons for the failure of unsteady flooding in the development of low-permeability oil reservoirs]. *Neft, gaz i biznes*, 2013, no.6, pp.38-42.
15. Tarakanova O.E., Galiullin M.M., Dubovetskaya N.V. Nestatsionarnoe zavodnenie kak sposob povysheniya effektivnosti realizovannoy sistemy podderzhaniya plastovogo davleniya [Non-stationary water injection as a way of waterflood system performing]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2013, no.11, pp.49-53.
16. Shulev Yu.V., Vinokhodov m.a., Kryanev D.Yu., Petrakov A.M., Shilova A.I., Zhukov R.Yu. Primenenie metodov uvelicheniya nefteotdachi i adresnykh obrabotok skvazhin na mestorozhdeniyakh OAO "Slavneft-Megionneftegaz" [Application of enhanced oil recovery methods and targeted well treatments at the fields of Slavneft-Megionneftegaz OJSC]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2012, no. 1, pp.64-66.
17. Vaganov L.A., Telegin I.G. Vliyanie ostanovok nagnetatelnkh skvazhin na razrabotku obekta YuS1 mestorozhdeniya "Gribnoe" [Impact of shut-off of injection wells on the development of the facility for the YuS₁ field "Gribnoe"]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*, 2011, no.4, pp.66-71.
18. Vaganov L.A., Telegin I.G. Analiz effektivnosti nestatsionarnogo zavodneniya yurskikh otlozheniy Kogalymskogo rayona [Analysis of Jurassic deposits non-stationary waterflooding efficiency]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*, 2011, no.6, pp.62-68.
19. Kruglov Ya.A. O primeneniі nestatsionarnogo zavodneniya na obvodnennykh neftnykh mestorozhdeniyakh [On the use of non-stationary waterflooding in flooded oil fields]. *Vestnik Severo-Kavkazskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*, 2012, no.3 (32), pp.85-87.
20. Amelin I.D., Surguchev M.L., Davydov A.V. Prognoz razrabotki neftnykh zalezhey na pozdney stadii [Late stage oil development forecast]. Moscow, Nedra, 1994, 308 p.
21. Shchipanov, A.A., Surguchev, L.M., Jakobsen, S.R. Improved oil recovery by cyclic injection and production. *Society of Petroleum Engineers – SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*, 2008, 2, pp.901-911. DOI: 10.2118/116873-MS
22. Mai A., Kantzas, A. Improved heavy oil recovery by low rate waterflooding. *Society of Petroleum Engineers – International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, ITOHOS 2008 "Heavy Oil: Integrating the Pieces"*, 2008, 2, pp.727-738. DOI: 10.2118/117648-MS
23. Guan W., Wu S., Jiang Y., Liang J. 3D physical model of steam injection in high water-cut reservoir. *Shiyou Xuebao/Acta Petrolei Sinica*, 2009, vol.30, iss.3, pp.404-408.
24. Poplygin V.V., Beloglazova E.A., Ivanova A.S. Analysis of acid treatments in complex geological and technological conditions. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, vol.13, no.10, pp.83-90. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.10.8
25. Chumakov G.N. Probabilistic estimate of effectiveness of the method of cyclic bed fluid injection. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2014, vol.13, no.13, pp.49-58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5
26. Khabibullin M.Ya., Suleymanov R.I., Zaynagalina L.Z., Petrov V.A. Varianty impulsnogo nestatsionarnogo zavodneniya v blokovykh sistemakh razrabotki [Options of pulse non-stationary water flooding in block systems of development]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft i gaz*, 2017, no.5, pp.99-103.

27. Vladimirov I.V., Almukhametova E.M., Umetbaev V.G. Teoreticheskoe issledovanie vliyaniya posloynnoy pronitsaemostnoy neodnorodnosti produktivnogo plasta na effektivnost nestatsionarnogo zavodneniya [Theoretical study of the effect of stratified permeability heterogeneity of the reservoir on the efficiency of non-stationary waterflooding]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov*, 2015, no.2(100), pp.33-45. DOI: 10.17122/ntj-oil-2015-2-33-45
28. Vladimirov I.V., Pichugin O.N., Veliev E.M. Tekhnologiya nestatsionarnogo vozdeystviya, predusmatri-vayushchaya periodicheskuyu rabotu dobyvayushchikh i nagnetatelnykh skvazhin v protivofaze [Technology of a formation non-stationary simulation that envisages periodic operation of producing and injection wells in the antiphase]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no.11, pp.56-59.
29. Huang X., Ling Y. Water injection optimization using historical production and seismic data. *Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 24-27 September, San Antonio, 4, pp.2202-2209. DOI: 10.2118/102499-MS
30. Nazarova L.N. Vliyanie sootnosheniya parametrov, opredelyayushchikh gidroprovodnost plasta, na velichinu raschetnogo koeffitsienta izvlecheniya nefi [Influence of parameters ratio that defines the formation flow capacity on the value of the calculated oil recovery factor]. *Oilfield engineering*, 2014, no.10, pp.20-23.
31. Vladimirov I.V., Almukhametova E.M., Varisova R.R. Analiz vliyaniya nestatsionarnogo zavodneniya na rezultaty gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Analysis of non-stationary water-flooding on the results of wells' hydrodynamic research]. *Oilfield engineering*, 2016, no.10, pp. 55-57.
32. Vladimirov I.V., Almukhametova E.M., Varisova R.R., Abutalipova E.M., Avrenyuk A.N. Analiz vliyaniya nestatsionarnogo zavodneniya na rezultaty gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin [Analysis of non-stationary water-flooding on the results of wells' hydrodynamic research]. *Territoriya Neftegaz*, 2016, no.9, pp.68-71.
33. Feng Q., Wang S., Gao G., Li C. A new approach to thief zone identification based on interference test. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2010, vol.75, iss.1-2, pp.13-18. DOI: 10.1016/j.petrol.2010.10.005
34. Mamedova M.A. Issledovanie parametrov prizaboynoy zony treshchinnykh plastov pri neustanovivshemsya rezhime [Investigation of parameters of the bottomhole zone of fractured formations at unsteady state]. *Bulatovskie chteniya*, 2018, vol.2, no.1, pp.252-254.
35. Molokovich Yu.M. Neravnovesnaya filtratsiya i ee primeneniye v neftepromyslovoy praktike [Nonequilibrium flow and its application in oilfield practice]. Moscow, Izhevsk, RkHD, Institut kompyuternykh issledovaniy, 2006, 214 p.
36. Tsiklis I.M., Moiseeva E.F. Issledovanie vliyaniya prodolzhitel'nosti perioda prostoya/raboty nagnetatelnykh skvazhin na effektivnost primeneniya nestatsionarnogo zavodneniya v neftyanykh zalezkhakh v usloviyakh chas [The study of the effect of time of stopping/operating period of injection wells on the effectiveness of non-stationary flooding in partially degassed deposits]. *Bulatovskie chteniya*, 2017, vol.2, pp.296-301.
37. Vladimirov I.V., Pichugin O.N., Gorshkov A.V. Opyt primeneniya tekhnologiy nestatsionarnogo zavodneniya na zalezkhakh vysokovyazkoy nefi mestorozhdeniya Severnye Buzachi [Experience of application of non-stationary flooding technology at high-viscous deposits of North Buzachi oil field]. *Oilfield engineering*, 2013, no.11, pp46-52.
38. Sanchez-Rivera D., Mohanty K., Balhoff M. Reservoir simulation and optimization of Huff-and-Puff operations in the Bakken Shale. *Fuel*, 2015, vol.147, pp.82-94. DOI: 10.1016/j.fuel.2014.12.062
39. Wen H., Sun N., Liu Y. Index system evaluating water flooding development effect of oilfield at ultra-high water cut stage. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2017, vol.7, iss.1, pp.111-123. DOI: 10.1007/s13202-016-0249-3.
40. Khokhlov V.I., Galimov Sh.S., Kotenyev Yu.A., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.V. Effektivnost nestatsionarnogo zavodneniya v protsesse izmeneniya gorno-geologicheskikh usloviy ekspluatatsii produktivnykh plastov [Non-stationary water-flooding efficiency in the process of mining-geological conditions change of productive formations operation]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2018, no.1, pp.54-58.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Поплыгин В.В., Уирсигроч М. Оценка эффективности применения волнового воздействия в карбонатных коллекторах с высокой вязкостью нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №2. – С.149–156. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.5

Please cite this article in English as:

Poplygin V.V., Wiercigroch M. Evaluation of the wave effect effectiveness in carbonate reservoirs with high viscosity oil. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2018, vol.18, no.2, pp.149-156. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.5