

ИССЛЕДОВАНИЕ И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДНОГО HUFF AND PUFF НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ С НИЗКОПРОНИЦАЕМОМ КОЛЛЕКТОРОМ

О.И. Цыкунов^{1,*}, И.С. Каешков²

¹НОЦ «Газпромнефть-Политех», РФ, Санкт-Петербург

²Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

Введение. В данной работе приведено исследование применимости и первые результаты опытно-промышленных работ технологии периодической закачки воды в добывающие скважины с последующим отбором нефти (Huff and Puff), ранее не применявшейся в России. Рассматривается нефтяное месторождение компании «Газпром нефть» с терригенным коллектором низкой проницаемости.

Цель. Увеличение продуктивности малодебитных безводных скважин с гидроразрывом пласта, находящимся на грани рентабельности, для повышения дебита нефти.

Материалы и методы. Представлены физические принципы капиллярной пропитки в гидрофильном коллекторе, которые в заданных условиях должны приводить к увеличению дебита нефти в безводных скважинах при циклической закачке воды и остановке с последующим отбором. Так как ранее данная технология не применялась в России, были проведены обзор и анализ неудачного применения в США и успешного опыта в Китае на месторождениях со схожими свойствами на аналогичных по конструкции скважинах. Для дизайна опытно-промышленных работ произведены расчеты на синтетической гидродинамической модели с двойной пористостью и проницаемостью, по которой было получено значительное увеличение добычи нефти в малодебитной скважине относительно стандартной эксплуатации. Были проведены опытно-промышленные работы на четырех нефтяных скважинах месторождения компании, которые ранее планировалось перевести в фонд поддержания пластового давления. Только на двух из них удалось выдержать необходимые сроки закачки и остановки.

Результаты. Опытно-промышленные работы показали отсутствие значимого увеличения дебита нефти после применения технологии. При этом в репрезентативных скважинах не было и снижения, которое должно было произойти из-за снижения фазовой проницаемости по нефти, что говорит о работе эффекта капиллярной пропитки при закачке воды.

Заключение. По анализу неоднозначных результатов опытно-промышленных работ делается вывод о неэффективности технологии Huff and Puff в заданных режимах, о необходимости их оптимизации и проведении дальнейших исследований.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, капиллярная пропитка, гидродинамическое моделирование, Huff and Puff, закачка воды

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Цыкунов О.И., Каешков И.С. Исследование и опыт применения технологии водного Huff and Puff на нефтяном месторождении с низкопроницаемым коллектором. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(3):114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120>

Статья поступила в редакцию 11.06.2021

Принята к публикации 30.07.2021

Опубликована 29.09.2021

RESEARCH AND APPLICATION EXPERIENCE OF WATER HUFF AND PUFF TECHNOLOGY
ON LOW-PERMEABILITY OIL FIELD

Oleg I. Tsykunov^{1,*}, Ilya S. Kaeshkov²

¹SEC Gazpromneft-Polytech, RF, Saint Petersburg

²Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

E-mail: Tsykunov.OI@gazpromneft-ntc.ru

Background. This paper presents a study of the applicability and the first results of pilot works of the technology of periodic water injection into production wells with subsequent oil production (Huff and Puff), which was not previously used in Russia. The oil field of the company "Gazprom Neft" with a terrigenous reservoir of low permeability is considered.

Aim. It is planned to use the technology at marginal waterless wells with hydraulic fracturing, which are on the verge of profitability, to increase oil production.

Materials and methods. The physical principles of capillary impregnation in a hydrophilic reservoir were presented, which, under given conditions, should lead to an increase in oil production in waterless wells during cyclic water injection and shutdown with subsequent production. Since this technology was not previously used in Russia, a review and analysis of the unsuccessful application in the United States and the successful experience in China in fields with similar properties and wells was carried out. For the design of pilot works, calculations were made on a synthetic hydrodynamic model with double porosity and permeability, according to which a significant increase in oil production in a marginal well was obtained relative to standard operation. Pilot work was carried out on four oil wells of the company's field, which were previously planned to be transferred to the reservoir pressure maintenance stock. Only two of them managed to meet the required injection and shutdown periods.

Results. Pilot work didn't show significant increase in oil production after the application of the technology. At the same time, there was no decrease in representative wells, which should have occurred due to a decrease in the phase permeability of oil, which indicates the work of the effect of capillary imbibition during water injection.

Conclusions. Based on the analysis of the ambiguous results of pilot works, a conclusion is made about the ineffectiveness of the huff and puff technology in the specified modes, the necessity of their optimization and further research.

Keywords: low-permeability reservoir, capillary imbibition, hydrodynamic modeling, Huff and Puff, water injection

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Tsykunov O.I., Kaeshkov I.S. Research and application experience of water Huff and Puff technology on low-permeability oil field. PRONEFT. Professionally about oil. 2021;6(3):114–120. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-3-114-120>

Manuscript received 11.06.2021

Accepted 30.07.2021

Published 29.09.2021

ВВЕДЕНИЕ

На сегодня разработка нефтяных месторождений с низкопроницаемым коллектором связана с большим количеством проблем. Одной из них является низкая эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), когда добывающие скважины не реагируют на закачку воды в соседние нагнетательные скважины, что приводит к снижению коэффициента извлечения нефти. В качестве примера в статье рассмотрено одно из месторождений «Газпром нефти». Скважины, вскрывающие такой коллектор, имеют низкие дебиты нефти и высокие темпы падения, из-за чего множество скважин данного месторождения работают с дебитами менее 5 т/сут. В процессе разработки их часто переводят в ППД, так как дебит становится ниже предела экономической эффективности. В некоторых случаях скважины по технологическим причинам переводили обратно в добычу. В ходе анализа подобных переводов было выявлено, что после возврата скважины в добычу дебит нефти зачастую оставался на уровне базового. С таким же эффектом столкнулись иностранные исследователи [3, 9], после чего было проведено множество лабораторных исследований и ОПР. Данная технология была названа Huff and Puff. Она состоит из цикла трех фаз:

- закачка воды в добывающую скважину (фаза Huff);
- остановка скважины на непродолжительное время — в пределах месяца;
- возврат скважины в добычу (фаза Puff).

ФИЗИКА ПРОЦЕССА

Технология основана на том, что в низкопроницаемом коллекторе более половины поровых каналов не участвует в фильтрации и нефть в них находится в запертом состоянии, так как поры имеют очень маленький размер. Если коллектор гидрофильный, то извлечь эту нефть можно с помощью инициирования капиллярной пропитки водой. Капиллярное давление, отвечающее за пропитку, определяется следующим образом:

$$P_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c}, \quad (1)$$

где r_c — радиус капилляра, σ — поверхностное натяжение, θ — угол смачивания, P_k — капиллярное давление.

Также известно, что капиллярное давление — это разность давлений в фазе нефти и воды. То есть потенциальная энергия капилляра расходуется на подъем воды капиллярной силой на определенную высоту. Из формулы 1 следует, что чем меньше радиус капилляра, тем выше сила, с которой в гидрофильном капилляре вода будет вытеснять нефть. Так как размеры капилляра очень малы, то капиллярное давление превышает стандартную депрессию в пласте в десятки раз, что позволяет воде вытеснять нефть из субкапиллярных пор.

Так как в низкопроницаемых коллекторах система ППД малоэффективна, скважины обычно работают с минимальной обводненностью, из чего следует, что капиллярная пропитка не инициируется. Чтобы ее начать,

необходимо закачать в скважину некоторый объем воды. Основным риском является уменьшение фазовой проницаемости по нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП), и для успешности применения технологии необходимо, чтобы объем нефти, вытесненной из субкапиллярных пор, был больше потерь нефти из-за изменения фазовой проницаемости в ПЗП.

МИРОВОЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ

Работы по математическому моделированию в условиях китайских месторождений [5, 9, 10] показывают эффективность данной технологии при закачке воды. Экспериментальные работы по Huff and Puff на керне с китайского месторождения Changqing с применением ядерно-магнитного резонанса [8] это подтверждают. В статье [6] приводятся результаты ОПР на месторождении Yanchang, характеристики которого почти аналогичны рассматриваемому месторождению. В результате ОПР было получено увеличение дебита нефти на 80 % только за один цикл закачки. Также в статье приводятся успешные ОПР на месторождениях Niujuanhu, Toutai a Tahe.

ВПЕРВЫЕ В РОССИИ ПРИМЕНЕНА ТЕХНОЛОГИЯ HUFF AND PUFF. НЕСМОТЯ НА ОТСУТСТВИЕ ПОЛОЖИТЕЛЬНОГО ЭФФЕКТА, ИССЛЕДОВАНИЯ НЕОБХОДИМО ПРОДОЛЖИТЬ И ПРОВЕСТИ ОПР С ОСОБЫМ КОНТРОЛЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ.

Исследования кернов различных американских месторождений [7] с применением данной технологии показывают эффективность лишь при использовании поверхностно-активных веществ (ПАВ). В работах [2, 4] приводится полный анализ существующего опыта применения Huff and Puff. При применении технологии на месторождении в США, Северная Дакота [1] результата получено не было, как и на месторождении Parshall Field [3], однако на данных месторождениях коллектор не являлся гидрофильным.

Таким образом, несмотря на отсутствие положительного эффекта на американских месторождениях, опыт применения в Китае показал, что во всех случаях была получена дополнительная добыча нефти. Причиной неудач в США может являться гидрофобность коллектора, что обуславливает использование ПАВов, и, возможно, недостаточное время остановки скважины.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

Для проведения опытно-промышленных работ на выбранном месторождении было необходимо определить наиболее эффективные режимы и сроки фаз, так как продолжительность закачки и остановки имеют значительное влияние. Для этого была построена синтетическая гидродинамическая модель скважины в ПО tNavigator.

Для ускорения расчета было принято решение моделировать только четверть пласта. Таким образом, дебит скважины необходимо умножать на 4 для получения реального значения. Расчетная сетка модели — параллелепипед 500 500 метров с толщиной 10 метров.

Процесс капиллярной пропитки рассчитывался с помощью модели двойной пористости и проницаемости. Так как существует система пор большого размера, по которой идет фильтрация, и система малых пор, в которых фильтрации отсутствует, можно сравнить это с системой матрица — трещина, где трещина — большие поры, матрица — система малых пор. Для моделирования трещиноватых пластов существует функция двойной пористости, где пласт задается двумя слоями, которые накладываются друг на друга. Матрица задана средой с горизонтальной проницаемостью $0,045 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, а проницаемость системы трещин — $0,45 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

Так как в симуляторе нельзя задать дополнительный градиент давления между матрицей и трещиной, вызванный капиллярными силами, единственным выходом является преобразование этого градиента в изменение проницаемости. Однако нельзя увеличивать проницаемость в количество раз, равное дополнительному градиенту, ее необходимо умножать на отношение суммы депрессий к исходной депрессии без пропитки. Для определения депрессии между средами требуется определить ключевой параметр для модели двойной пористости — сигма-фактор. Он физически выражает площадь контакта между трещиной и матрицей и рассчитывается по формуле:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (2)$$

где l_x, l_y, l_z — размеры блока по направлениям.

Так как две среды равномерно распределены друг в друге, сигма-фактор должен стремиться к бесконечности, что приведет к бесконечной проводимости между средами, в реальности же матрица не вовлекает-

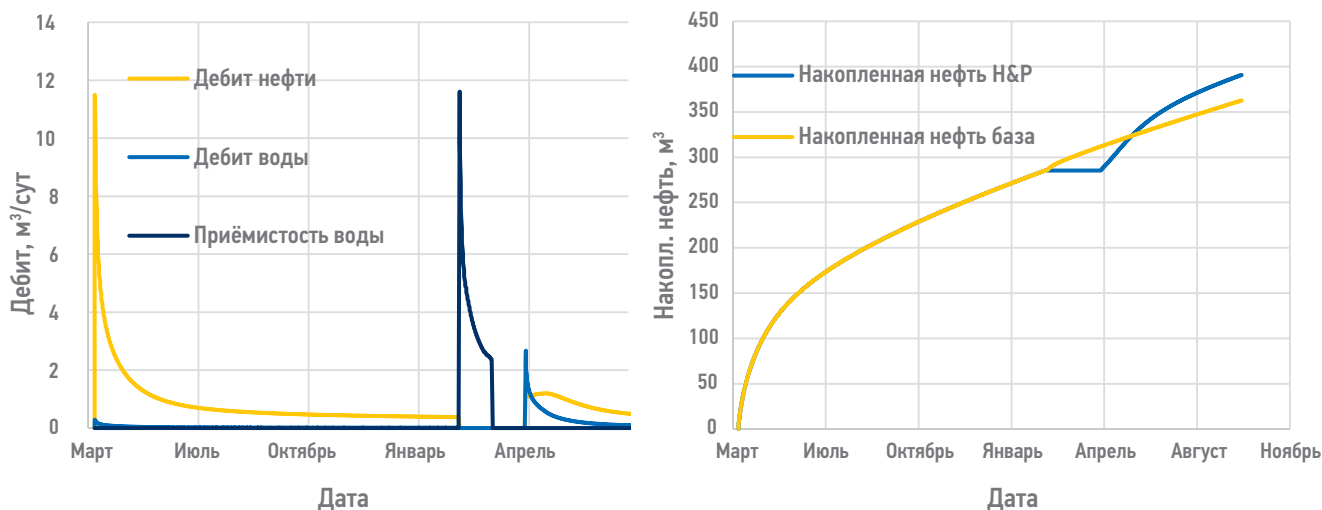


Рис. 1. Зависимость дебитов нефти и воды и накопленной добычи нефти от времени. Составлено авторами
Fig. 1. Relation of oil and water production rates and cumulative oil production and time. Compiled by the authors

ся в разработку и не обменивается флюидом с трещиной. Если сигма-фактор нулевой, то обмен между фазами будет невозможен. Следовательно, необходимо задавать его таким образом, чтобы в модели наблюдалось отставание воронки депрессии в среде матрицы от среды трещин, поэтому сигма-фактор принят равным 0,1.

По скважинам были проведены исследования по капиллярметрии. Стоит отметить, что при определенном значении диаметра пор исследование останавливается и записывается последнее значение давления, которое присваивается всем порам меньшего диаметра. Однако в реальных порах малого размера капиллярное давление может достигать огромных значений. Для его учета в виде дополнительного градиента давления была построена корреляция: за основу была взята функция, полученная по экспериментальным исследованиям, а уже для нее была произведена экстраполяция.

Далее был произведен пересчет из водонасыщенности в диаметр пор по той же методике, что используется при лабораторном исследовании. В результате был принят средний диаметр пор в матрице в 0,07 мкм с капиллярным давлением в 20 бар. Исходя из этого, в арифметике симулятора была задана функция домножения проницаемости матрицы при переходе через порог водонасыщенности. В результате были получены график зависимости дебита нефти от времени и график накопленной добычи, представленные на **рис. 1**.

После естественного снижения дебита из-за падения пластового давления производится закачка воды и остановка на пропитку,

в результате чего дебит становится в три раза выше, а за счет извлеченной из матрицы нефти добыча держится постоянной, после чего плавно снижается.

Для подбора оптимальных режимов закачки и времени остановки были произведены многовариантные расчеты. Зависимость дополнительной добычи от времени закачки при разном времени остановки изображена на **рис. 2**.

По графику видно, что максимальный прирост дополнительной добычи наблюдается в первые 10 дней закачки, но такая длительность приведет к значительным затратам на частое изменение режима, поэтому оптимальным сроком закачки является 20 дней.

ПРОВЕДЕНИЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ

Опытно-промышленные работы проводились на четырех скважинах. Скважины-кандидаты выбраны из скважин, на которых запланирован перевод в ППД, что позволяет снизить риски потери добычи нефти (технология применяется на нерентабельных скважинах с минимальной добычей нефти).

Режимы остановки и закачки были определены возможностями предприятия провести операции спуска-подъема в заданные сроки, из-за чего на двух скважинах не удалось получить оптимальные для эксперимента сроки циклов закачки и остановки.

В **табл. 1** представлен список испытанных скважин и сроки остановок и закачек.

На **рис. 3** представлены графики суточных показателей скважины, а в **табл. 2** приведены основные технологические показатели.

График зависимости дополнительной добычи от времени закачки и остановки

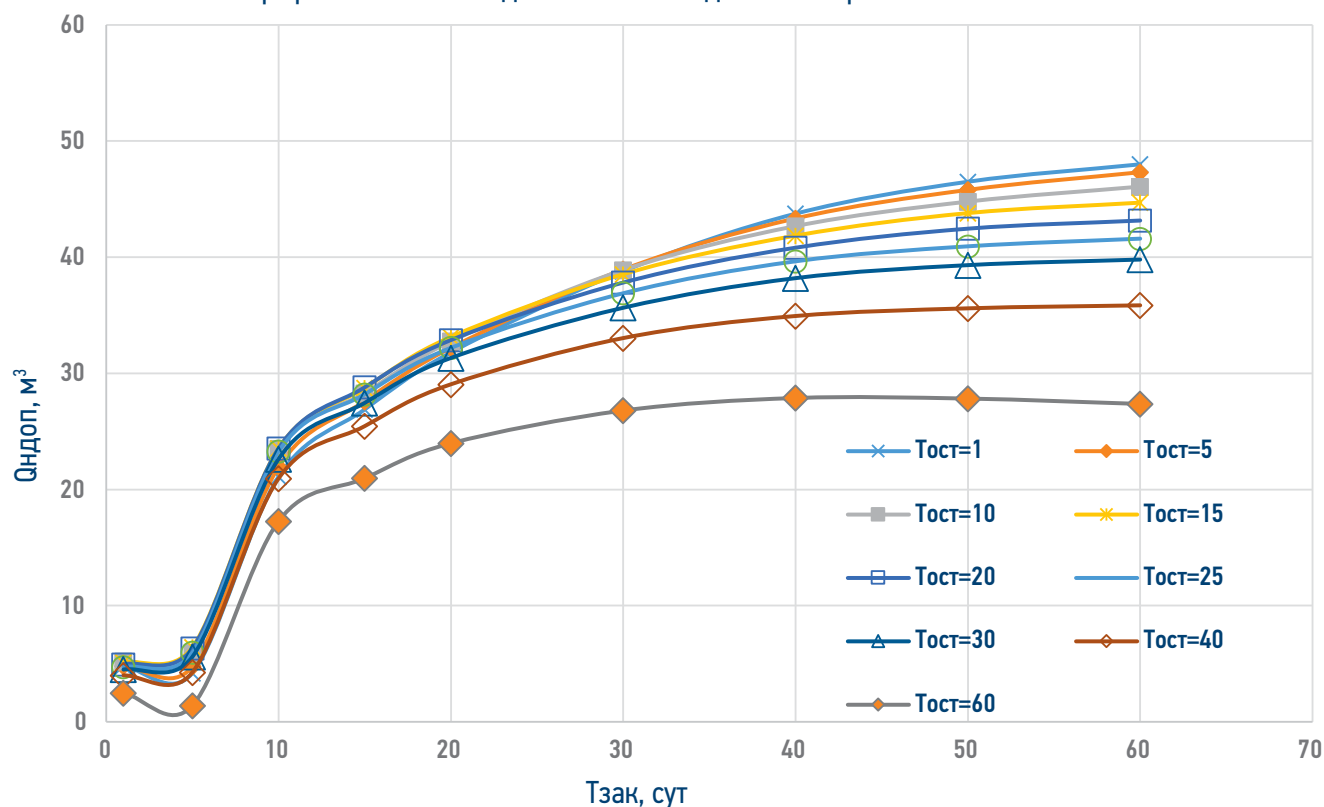


Рис. 2. Графики зависимости дополнительной добычи от времени закачки при различном времени остановки. Составлено авторами
Fig. 2. Plots of additional oil production versus time for different shutdown times. Compiled by the authors

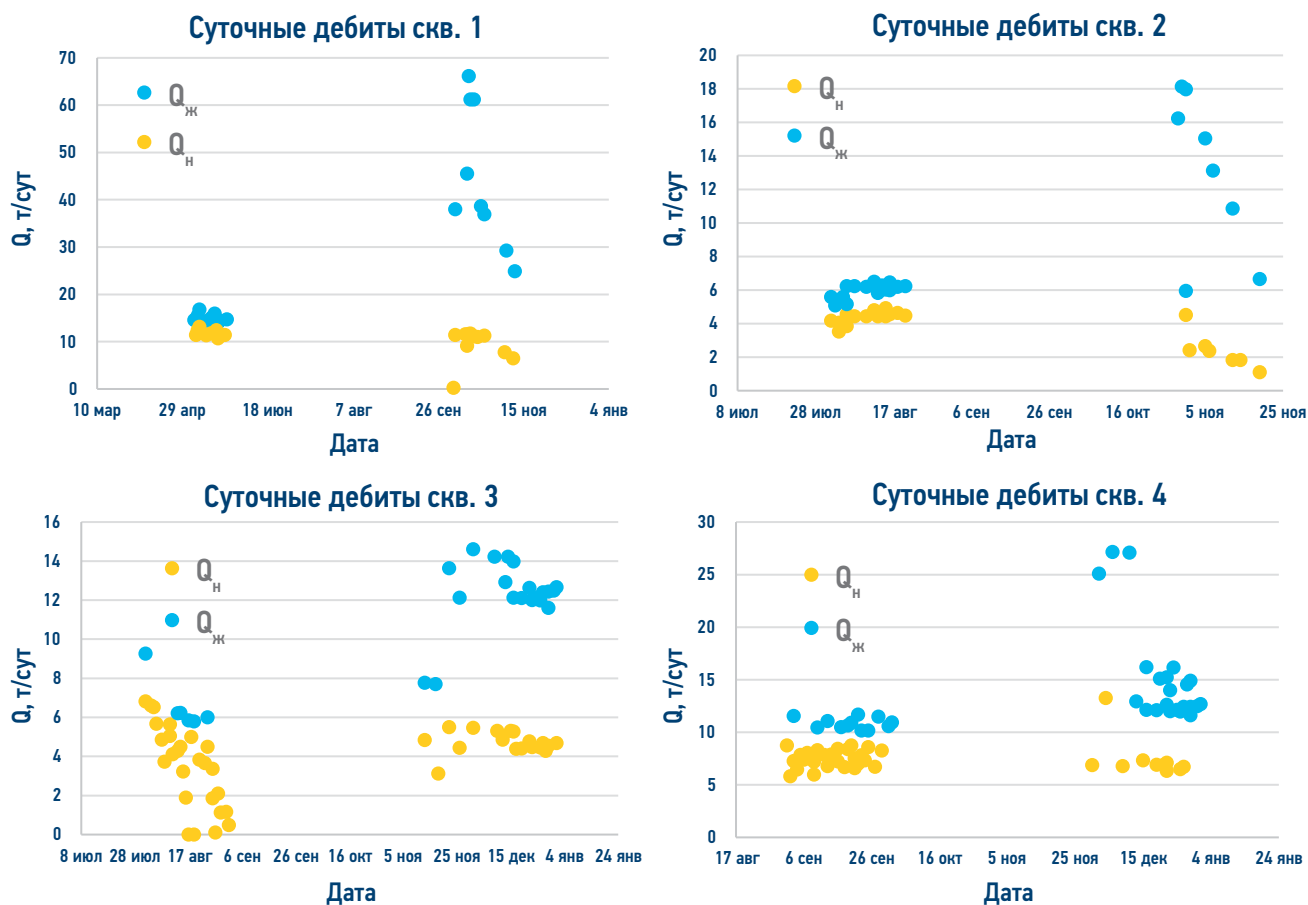


Рис. 3. Суточные показатели работы скважин в ходе ОПР. Составлено авторами
Fig. 3. Daily performance of wells during pilot works . Compiled by the authors

Из всех 4 скважин, на которых была проведена технология Huff and Puff, незначительный положительный эффект дала только скважина 3.

При этом на скважине 2 замеры пластового давления показали, что до закачки оно составляло 97 атм, а после закачки — 56 атм, что намного меньше пластового давления. Причинами таких показаний могут быть последствия капиллярной пропитки, что маловероятно.

На скважине 1 не удалось получить оптимальные продолжительности фаз. Реальные сроки закачки и остановки составили 3 и 1,5 месяца соответственно.

Следовательно, оставить в рассмотрении можно только скважины 3 и 4. Первая дала небольшой положительный эффект, вторая не показала изменений дебита нефти.

При закачке воды в добывающую скважину обычно снижается фазовая проницаемость ПЗП по нефти, и при последующем отборе жидкости стартовый дебит нефти снижается. Из этого можно сделать предположение о том, что в исследуемых скважинах происходила капиллярная пропитка, так как дебит нефти не изменился относительно базового.

Также можно сделать вывод о том, что более продолжительная остановка положительно сказывается на дебите нефти, так как скважина 3 была остановлена на месяц, а скважина 4 — всего на 15 дней.

Таблица 1. Скважины ОПР
Table 1. Pilot works wells

Скважина	Тип	Срок закачки	Срок остановки
1	Горизонтальная	3 мес.	1,5 мес.
2	Наклонно-направленная	1 мес.	1 мес.
3	Наклонно-направленная	1 мес.	1 мес.
4	Наклонно-направленная	1 мес.	0,5 мес.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Из анализа результатов ОПР можно сделать следующие выводы.

- Положительного экономического эффекта достичь не удалось, но был получен первый в России опыт применения данной технологии.
- По отсутствию снижения стартового дебита нефти после закачки воды и остановки предполагается наличие эффекта капиллярной пропитки в призабойной зоне пласта.
- Следующим шагом должно стать исследование эффекта пониженного давления в скважине после закачки.
- Для принятия окончательного решения об эффективности технологии Huff and Puff необходимо продолжить исследования — провести испытания на керне и новые ОПР на скважинах с особым контролем пластового давления.

Таблица 2. Технологические показатели ОПР
Table 2. Production data of pilot wells

Скв.	Q_n ср. до операций, т/сут	Q_n ср. после операций, т/сут	Изменение Q_n , %	$Q_{ж}$ ср. до операций, т/сут	$Q_{ж}$ ср. после операций, т/сут	Изменение $Q_{ж}$, %	Проблемы
1	12,51	11,8	-6 %	15,8	47,3	+199 %	Не соблюдены сроки закачки и остановки
2	4,8	2,5	-48 %	6,4	13,8	+116 %	Пониженное пластовое давление после закачки воды
3	4	5	+25 %	6,8	12,6	+85 %	-
4	7,2	7	-3 %	10	18	+80 %	-

Список литературы / References

1. Hoffman B. Todd. Improved Oil Recovery IOR projects in the Bakken formation. *SPE-180270-MS*.
2. J. O. Alvarez, F. D. Tovar, 2018. Improving Oil Recovery in the Wolfcamp Reservoir by Soaking / Flowback Production Schedule with Surfactant Additives. *SPE-187483*.
3. James A. Sorensen. Historical Bakken Test Data Provide Critical Insights On EOR In Tight Oil Plays.
4. James J. Sheng. Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2017, vol. 159, pp. 654–655.
5. Jie Bai, Huiqing Liu. CO₂, Water and N₂ Injection for Enhanced Oil Recovery with Spatial Arrangement of Fractures in Tight-Oil Reservoirs Using Huff-n-puff. *Energies* 2019, vol. 12, pp. 823. <https://doi.org/10.3390/en12050823>
6. Li Zhongxing, Qu Xuefeng. Development modes of Triassic Yanchang Formation Chang 7 Member tight oil in Ordos Basin, NW China. *Petrol. Explor. Develop.*, 2015, vol. 42(2), pp. 241–246.
7. Tadesse Weldu Teklu, Xiaopeng Li. Low-salinity water and surfactants for hydraulic fracturing and EOR of shales. *J. Pet. Sci. Eng.* 2018, vol. 162, pp. 367–377.
8. Ting Chen, Zhengming Yang. Waterflooding Huff-n-puff in Tight Oil Cores Using Online Nuclear Magnetic Resonance. *Energies*. 2018, vol. 11, pp. 1524.

9. Wang, D., Cheng, L., Cao, R., Jia, P., Fang, S., Rao, X., Dai, D. The effects of the boundary layer and fracture networks on the water huff-n-puff process of tight oil reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, pp. 466–480.
10. Xiang Raoa, Linsong Chenga, Renyi Caoa A modified embedded discrete fracture model to study the water blockage effect on water huff-n-puff process of tight oil reservoirs. *J. Pet. Sci. Eng.* 2019, pp. 149.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106232>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.И. Цыкунов — литературный обзор, анализ опыта применения технологии, гидродинамическое моделирование, дизайн опытно-промышленных работ.

И.С. Каешков — научное руководство, анализ разработки месторождения, методология.

Oleg I. Tsykunov — literature review, analysis of technology application experience, hydrodynamic modeling, design of pilot works.

Ilya S. Kaeshkov — academic advising, field development review, methodology.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Олег Игоревич Цыкунов* — специалист, НОЦ «Газпромнефть-Политех» СПбПУ, Санкт-Петербург

Илья Сергеевич Каешков — руководитель по развитию дисциплины «Разработка», ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург

Oleg I. Tsykunov* — Specialist, SEC "Gazpromneft-Politech" SPbPU, Saint Petersburg

Ilya S. Kaeshkov — Discipline development leader development, Gazpromneft STC LLC, RF, Saint Petersburg

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author