Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 70–80. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2021. Vol. 19, No. 6, P. 70–80. ISSN 2073-0128 (print)

Original article

УДК 622.322

doi: 10.17122/ngdelo-2021-6-70-80

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ СОПРОТИВЛЕНИЯ ФИЛЬТРОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В КОНТАКТЕ С ПОРОДОЙ

Артём Ганиевич Гилаев¹, Марат Яхиевич Хабибуллин²,
Гани Гайсинович Гилаев³, Арсен Маратович Хабибуллин²

¹ ООО «Башнефть-Добыча», Октябрьский, Россия

² Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал, Октябрьский, Россия

³ Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

Corresponding author

Марат Яхиевич Хабибуллин, m-hab@mail.ru

Аннотация. При постановке фильтров в скважину с забоем, пласт которого сложен неоднородными, слабосцементированными или рыхлыми песчаниками, зачастую со сниженной проницаемостью за счет некачественного заканчивания, следует стремиться к максимальному снижению коэффициента сопротивления фильтра при контакте с породой за счет повышения скважности фильтрующей оболочки и тем самым увеличения качества фильтрационных ходов для пропуска кольматанта, что способствует и снижению коэффициента сопротивления пород в прифильтровой зоне.

Введение в прифильтровую зону объема породы с большей однородностью и большего размера по сравнению с крупной фракцией пластового песка — попытка добиться улучшения фильтрационных свойств прифильтровой зоны, т.е. снижения коэффициента сопротивления фильтра при контакте с породой и коэффициента сопротивления пород в прифильтровой зоне. Конструкция гравийной набивки одновременно должна исключать вынос частиц пласта в скважину. Анализ теоретических решений и экспериментальных данных, приведенных в многочисленной литературе, по обоснованию выбора соотношения размера гравия по отношению к размеру пластового песка показал, что с развитием методов эксперимента и накоплением лабораторных и промысловых данных это соотношение имеет тенденцию к уменьшению. При постановке фильтров в открытом стволе значительную роль играют потери давления на поверхности раздела гравия с пластом, и следует отметить, что наибольшая производительность и эффективность фильтра в открытом стволе достигаются тогда, когда вокруг него имеется набивка, которую можно создать подрушением песчаного массива пласта путем циклического изменения дебита. При выборе конструкции фильтра, одновременно с возможностью обеспечения им надежной гидравлической связи в системе «пласт — фильтр», решается и основная задача — предотвращение выноса песка в скважину. Следует отметить, что предотвращение выноса песка означает, что при оптимальном установившемся режиме работы скважины фильтр удерживает частицы скелета пласта, но пропускает мелкодисперсные и глинистые частицы. Изучение условий выноса песчаных частиц через проходные сечения в дырчатых, сетчатых и щелевых фильтрах при работе их как в однородных, так и в разнородных по крупности песках, позволило рекомендовать эмпирические зависимости для определения размеров отверстий.

Ключевые слова

дырчатый фильтр, сетчатый фильтр, щелевой фильтр, отверстия, структура породы, пескопроявление

При исследовании пескопроявлений из слабосцементированных и рыхлых пластов с коэффициентом неоднородности более 10 сделаны следующие выводы. Частицы, которые составляют структуру породы, не должны выноситься из пласта за счет применения фильтра. Практически это означает, что фильтр должен не пропускать 85–75 % (по весу) более крупных фракций песка. Для сохранения общей устойчивости скелета пласта можно допустить вынос мелких частиц не более 15–25 % (по весу).

Для цитирования

Гилаев А.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г., Хабибуллин А.М. Исследование процессов сопротивления фильтров, находящихся в контакте с породой // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 70–80. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-70-80>.

Original article

RESEARCH OF RESISTANCE PROCESSES OF FILTERS IN CONTACT WITH ROCK

Artem G. Gilaev¹, Marat Ya. Khabibullin², Gani G. Gilaev³, Arsen M. Khabibullin²

¹ Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrsky, Russia

² Ufa State Petroleum Technological University, Branch, Oktyabrskiy, Ufa, Russia

³ Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

Corresponding author

Marat Ya. Khabibullin, m-hab@mail.ru

Abstract. When installing filters in a well with a bottomhole, the formation of which is composed of heterogeneous, weakly cemented or loose sandstones, often with reduced permeability due to poor-quality completion, one should strive for the maximum decrease in filter resistance coefficient in contact with rock by increasing the duty cycle of the filtering casing and thereby increasing the quality filtration passages for the passage of the bridging agent, which contributes to the reduction of the coefficient of resistance of rocks in the near-filter zone.

Introducing into the near-filter zone a volume of rock with greater homogeneity and larger size in comparison with the coarse fraction of formation sand is an attempt to improve the filtration properties of the near-filter zone, i.e. decrease in the resistance coefficient of the filter in contact with the rock and the coefficient of resistance of the rocks in the near-filter zone. The design of gravel packing must simultaneously exclude the removal of formation particles into the well. The analysis of theoretical solutions and experimental data, given in numerous literature, to justify the choice of the ratio of the size of gravel in relation to the size of formation sand showed that with the development of experimental methods and the accumulation of laboratory and field data, this ratio tends to decrease. When installing filters in an open hole, pressure losses at the gravel-reservoir interface play a significant role, and it should be noted that the greatest productivity and filter efficiency in an open hole is achieved when there is a packing around it, which can be created by crushing the sand mass reservoir by cyclical change in flow rate. When choosing a filter design, along with the ability to provide them with a reliable hydraulic connection in the reservoir-filter system, the main task is also solved — to prevent sand outflow into the well. It should be noted that the prevention of sand production means that under the optimal steady state operation of the well, the filter retains the particles of the formation skeleton, but allows fine and clay particles to pass through. The study of the conditions for the removal of sand particles through passage sections in perforated, mesh and slotted filters during their operation both in homogeneous and in sands of different sizes made it possible to recommend empirical dependences for determining the size of the holes.

Keywords

perforated filter, mesh filter, slotted filter, holes, structure, sand production

In the study of sand manifestations from weakly cemented and loose formations with a heterogeneity coefficient of more than 10, the following conclusions were made. The particles that make up the rock structure should not be carried out of the formation by using a filter. In practice, this means that the filter should not pass 85–75 % (by weight) of the larger sand fractions. To maintain the overall stability of the formation skeleton, it is possible to allow the removal of small particles of no more than 15–25 % (by weight).

Для цитирования

Gilaev A.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G., Khabibullin A.M. Issledovanie protsessov soprotivleniya fil'trov, nakhodyashchikhsya v kontakte s porodoi [Research of Resistance Processes of Filters in Contact with Rock]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2021, Vol. 19, No. 6, pp. 70–80. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-70-80>.

При исследовании изменения коэффициента фильтрации блоков в результате механического кольматажа доказано, что при работе блочного фильтра в контакте с крупной однородной фракцией имитатора пласта расчетный и фактический коэффициенты фильтрации достаточно высоки. Однако при наличии в имитаторе пласта тонкозернистых фракций и глинистых частиц происходит интенсивный механический кольмат, и в рассматриваемых условиях применение фильтров блочного типа не рекомендуется [1–3].

Сопrotивление системы «пласт — фильтр» (ζ_2), зависящее от несовершенства по характеру вскрытия пласта, включает в себя кроме вышеуказанных гидравлических характеристик фильтров и гидравлические характеристики пород в прифильтровой зоне. В случае

скачкообразного изменения проницаемости пород в пласте [4]:

$$\zeta_{2n} = \left(\frac{K_n}{K_u} - 1\right) \cdot \ln \frac{r_u}{r_c}, \quad (1)$$

где K_n и K_u — соответственно коэффициенты фильтрации пород продуктивного пласта и у скважины в зоне с измененной проницаемостью;

r_u — радиус зоны с измененной проницаемостью, м;

r_c — радиус фильтра, м.

Графики рассматриваемой зависимости приведены на рисунке 1. Из анализа графиков видно, что более интенсивно изменяется ζ_{2n} при меньших отношениях r_u/r_c , и отношение K_n/K_u в меньшей степени влияет на изменение ($-\zeta_{2n}$), чем на ($+\zeta_{2n}$).

Рисунок 1. Зависимость проницаемости пород в пласте от отношения радиусов и коэффициентов фильтрации

Figure 1. Dependence of rock permeability in the reservoir on the ratio of radii and filtration coefficients

Из вышесказанного следует, что сопротивление ζ_2 , представляющее собой комплексную характеристику, зависящую от качества заканчивания скважины, гидравлических особенностей фильтра, обусловленных конструкцией, а также от уменьшения проницаемости породы в прифилтровой зоне в процессе эксплуатации, зависит главным образом от совокупности показателей $\zeta_{2фк}$ и $\zeta_{2п}$ и изменения их в процессе эксплуатации скважины [5–8].

Если представить гидравлическую связь «пласт — фильтр» в виде зон, на которых происходит изменение режимов фильтрации, то это будет выглядеть следующим образом: $a — б — в — г$ (рисунок 2). Согласно этой схеме дадим и условные определения ее составляющих:

a — зона пласта, где скорость движения добываемой жидкости меньше критической скорости для выноса частиц, которые предполагается пропускать через фильтр;

$б$ — зона, где скорость добываемой жидкости больше $V_{кр}$;

$в$ — зона контакта породы с фильтрующей оболочкой, равной ее толщине;

$г$ — каркас фильтра, в котором обеспечена скорость выноса из скважины частиц, пропущенных фильтром.

При постановке фильтров в скважину с забоем, пласт которого сложен неоднородными, слабосцементированными или рыхлыми песчаниками, зачастую со сниженной проницаемостью за счет некачественного заканчивания, следует стремиться к максимальному снижению $\zeta_{2фк}$ за счет повышения скважности фильтрующей оболочки и тем самым увеличению качества фильтрационных ходов для пропуска кольтманта, что способствует и снижению $\zeta_{2п}$.

Введение в прифилтровую зону объема породы с большей однородностью и большего размера по сравнению с крупной фракцией пластового песка — попытка добиться улучшения фильтрационных свойств прифилтровой зоны, т.е. снижение $\zeta_{2фк}$ и $\zeta_{2п}$. Конструкция гравийной набивки одновременно должна исключать вынос частиц пласта в скважину.

Анализ теоретических решений и экспериментальных данных, приведенных в многочисленной литературе, по обоснованию выбора соотношения размера гравия по отношению к размеру пластового песка показал, что с развитием методов эксперимента и накоплением лабораторных и промысловых данных это соотношение имеет тенденцию к уменьшению [9, 10]. Хронологически это выглядит следующим образом.

1 — каркас фильтра; 2 — фильтрующая оболочка; 3 — пласт

1 — filter frame; 2 — filtering shell; 3 — layer

Рисунок 2. Схема гидравлической связи «пласт — фильтр»

Figure 2. Hydraulic connection diagram «reservoir — filter»

В работе [11] при однородном составе гравийной обсыпки и пластового песка дается соотношение:

$$D/d = 10-12, \quad (2)$$

где D — диаметр гравия, мм;

d — диаметр крупных фракций песка, мм.

В работах [12–15] соотношение $D/d = 8-12$, но взятое с учетом сводообразования и диаметров зерен, которые предполагается удерживать от выноса, а требования о недопущении проникновения песчаных частиц в фильтр, т.е. предотвращения его кольматации и без учета сводообразования, выражается соотношением $D/d = 4-5$.

Исследования, проведенные в условиях, приближенных к скважинным, когда при закачке гравия происходит его смешивание с песком в призабойной зоне или в колонне при оседании песка во время обратной промывки, показывает, что это приводит к снижению проницаемости прифильтровой зоны и к снижению продуктивности скважины [16–21].

Эффективность применения гравийной набивки снижается и от качества ее подготовки. Изучение анализов гравия показало, что он недостаточно очищается от грунтового песка при выемке из карьера, при транспортировке часть гравия измельчается и разрушается и что 30–40 % его больше или меньше номинального размера. Кроме того, смешение гравия и песка

происходит также во время эксплуатации скважины в том случае, если гравий велик и не может остановить движение песка.

Данные по изменению проницаемости смеси различного размера гравия с песком (Оклахома, пласт № 1) приведены в таблице 1. Эти данные показывают, что при определенных пропорциях смешивания гравия и песка проницаемость смеси может быть меньше проницаемости песка. В забойных условиях (при сжатии породы) смешивание приводит к еще большей потере пористости и проницаемости. Эффект от смешения песка и гравия значителен. Значения проницаемости сжатых смесей приведены в таблице 2, из которой видно, что проницаемость смесей песка с гравием размером 0,25–0,42 выше, чем у остальных.

Результаты экспериментальных работ по оценке способов снижения выноса песка из нецементированных неоднородных пластов показывают, что применение фильтров в обсаженном стволе требует создания гравийной набивки в кольцевом зазоре между фильтром и колонной, в перфорированном канале и за обсадной колонной. Причем размер гравия должен быть выбран таким, чтобы исключить перемешивание гравийной обсыпки с пластовым песком за счет миграции и интрузии песка, т.е. $D/d = 4-5$. Снижения производитель-

Таблица 1. Изменение проницаемости смеси различного размера гравия с песком

Table 1. Change in the permeability of a mixture of different sizes of gravel with sand

Размер гравия, мм	Содержание гравия в смеси, %	Проницаемость, мкм ²	$K_{\text{смеси}} / K_{\text{песка}}$	Размер гравия, мм	Содержание гравия в смеси, %	Проницаемость, мкм ²	$K_{\text{смеси}} / K_{\text{песка}}$
0,25–0,42	0	11,10	1,00	0,84–2,00	5	11,10	1,00
	15	9,80	0,88		15	12,70	1,02
	25	10,20	0,92		25	16,30	1,47
	40	12,90	1,16		40	12,80	1,15
	50	17,20	1,55		60	28,10	2,53
	75	32,40	2,92		75	67,00	6,04
	100	69,00	6,22		100	652,00	58,70
0,42–0,84	5	10,00	0,90	2,00–2,38	5	12,10	1,09
	15	10,00	0,90		15	0,10	0,91
	25	1,00	0,99		25	14,30	1,29
	40	15,30	1,38		35	17,30	1,56
	75	36,60	3,30		50	14,00	1,26
	100	170,80	15,40		100	1969,90	177,30

Примечание. K — коэффициент проницаемости.

Таблица 2. Значения проницаемости сжатых смесей

Table 2. Values of permeability of compressed mixtures

Размер гравия, мм	Содержание гравия в смеси, %	Проницаемость, мкм ²	$\frac{K_{\text{смеси}}}{K_{\text{песка}}}$
0,25–0,42	0	8,74	1,00
	10	7,90	0,90
	15	7,70	0,88
	25	6,30	0,72
	50	7,10	0,81
	75	17,30	1,98
	100	69,70	7,97
0,42–0,84	15	5,50	0,63
	40	3,50	0,40
	75	5,70	0,65
	100	120,70	13,81
0,84–2,00	10	7,30	0,84
	25	4,50	0,51
	40	2,90	0,33
	100	517,40	59,20
2,00–2,38	10	7,40	0,85
	25	4,70	0,54
	40	3,00	0,34
	70	5,50	0,63
	100	2020,00	231,10

ности скважин можно в этом случае избежать путем увеличения размера и количества перфорационных отверстий [22–25].

При постановке фильтров в открытом стволе значительную роль играют потери давления на поверхности раздела гравия с пластом, и следует отметить, что наибольшая производительность и эффективность фильтра в открытом стволе достигаются тогда, когда вокруг него имеется набивка, которую можно создать подрушением песчаного массива пласта путем циклического изменения дебита [26–28].

При выборе конструкции фильтра, одновременно с возможностью обеспечения им надежной гидравлической связи в системе «пласт — фильтр», решается и основная задача — предотвращение выноса песка в скважину. Следует отметить, что предотвращение выноса песка означает, что при оптимальном установившемся режиме работы скважины фильтр удерживает частицы скелета пласта,

но пропускает мелкодисперсные и глинистые частицы.

В период запуска скважины картина несколько иная — пропускается и часть скелетообразующих частиц до того момента, пока на фильтрующей оболочке не образуется естественный фильтр из отсортированных крупных фракций. От количества и размера вынесенных частиц в большей степени зависит формирование прифильтровой зоны, а, следовательно, $\zeta_{2\text{фк}}$ и $\zeta_{2н}$.

Предложены следующие зависимости:

$D_0 = (3–4,5) d_{90}$ — для круглых отверстий и

$T = (2–3) d_{90}$ — для ширины прямоугольной щели [22],

где D_g — диаметр отверстия, мм;

T — ширина щели, мм;

d_{90} — диаметр песчаных частиц, меньше которого в породе содержится 90 % фракций, мм.

Изучение условий выноса песчаных частиц через проходные сечения в дырчатых, сетчатых

Таблица 3. Размеры отверстий фильтров в зависимости от коэффициента неоднородности и их среднего диаметра**Table 3.** Dimensions of filter holes depending on the coefficient of heterogeneity and their average diameter

Тип фильтра	Рекомендуемые размеры отверстий фильтров	
	в однородных породах и обсыпках, $K_n < 2$	в неоднородных породах и обсыпках, $K_n > 2$
Дырчатый	(2,50–3,00) d_{cp}	(3,00–4,00) d_{cp}
Сетчатый	(1,50–2,00) d_{cp}	(2,00–2,50) d_{cp}
Щелевой	(1,25–1,50) d_{cp}	(1,50–2,00) d_{cp}
Проволочный	1,25 d_{cp}	1,50 d_{cp}
Примечание. Меньшие значения коэффициентов при K_{cp} и K_{50} относятся к мелкозернистым породам, а большие — к крупнозернистым.		

и щелевых фильтрах при работе их как в однородных, так и в разнородных по крупности песках позволило рекомендовать эмпирические зависимости для определения размеров отверстий, приведенных в таблице 3 [29].

Проволочно-каркасные фильтры фирмы *Jonson* предусматривают ширину щели в зависимости от гранулометрического состава пород и рассчитаны на пропуск 50–70 % мелких фракций ($\delta = d_{50-70}$) с предположением, что оставшаяся часть обеспечит создание надежно работающего естественного фильтра. В случае залегания над продуктивным горизонтом мелкозернистых песков плавунного характера выносимые фракции необходимо уменьшить до 30 % ($\delta = d_{30}$) [30].

Экспериментальные данные, полученные при определении оптимального способа снижения выноса песка из нецементированного илистого песчаного пласта с созданием естественной гравийной обсыпки из крупных фракций песка, показывают, что лучшие результаты получены при размере меньшей щели, рассчитанной на первоначальный пропуск 95 % мелких фракций $\delta = d_{95}$ [31–33]. Следует отметить, что эти данные приведены для трехслойного проволочно-каркасного фильтра фирмы *Jonson*, у которого размеры щели уменьшаются от наружного слоя к вну-

треннему в отношениях 3 : 2 : 1. Снижения выноса песка из слабосцементированного пласта на Анастасиевско-Троицком месторождении удалось добиться применением двухслойных проволочно-каркасных фильтров конструкции НПО «Термнефть». Размер щели принимался: на наружном слое фильтрующей оболочки раскрытостью 0,25 мм, равный или больше диаметра зерен песка в 95 % точке по интегральной кривой гранулометрического состава ($\delta_{нор} = d_{95}$), а на внутреннем — 0,15 мм. Внутренний зазор больше диаметра зерен песка в 50 % точке, но меньше половины диаметра зерен в 85 % точке интегральной кривой $d_{50} < \delta_{внутр} < d_{85}$ [34, 35].

Выводы

При исследовании пескопроявлений из слабосцементированных и рыхлых пластов с коэффициентом неоднородности более 10 сделаны следующие выводы. Частицы, которые составляют структуру породы, не должны выноситься из пласта за счет применения фильтра. Практически это означает, что фильтр должен не пропускать 85–75 % (по весу) более крупных фракций песка. Для сохранения общей устойчивости скелета пласта можно допустить вынос мелких частиц не более 15–25 % (по весу).

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Парфенов А.Н., Шашель В.А., Ситдилов С.С. Особенности и опыт проведения проппантного ГРП в ОАО «Самаранефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 38–41.
- Топаз А.Ю., Фирсов В.В., Усманов Т.С., Зорин А.М., Хайдар А.М., Горин А.Н. Региональные аспекты проведения гидроразрыва пласта в ОАО «Удмуртнефть» // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 44–48. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-44-48.

- Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов. Справочник. М.: Недра, 2004. 400 с.

- Хабибуллин М.Я. Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 2. С. 64–71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71.

- Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A., Saleem J.A. Laboratory Evaluation of Iron-Control Chemicals for High Temperature Sour-Gas Wells // Oilfield Chemistry: Materials of SPE

International Symposium. Houston, Texas, USA. 2001. Paper Number SPE-65010-MS. DOI: 10.2118/65010-MS.

6. Юрков Н.И. Физико-химические основы нефтеизвлечения. М.: ВНИИОЭНГ, 2005. 365 с.

7. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the Reliability of the Power Cable of an Electric-Centrifugal Pump Unit // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Vol. 378. Article Number 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054.

8. Гилаев Г.Г., Хисметов Т.В., Бернштейн А.М., Заворотный В.Л., Заворотный А.В. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий // Нефтяное хозяйство. 2009. № 8. С. 64-67.

9. Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Гилаев Г.Г., Еганьянц Р.Т. Обоснование условий расчета и выбора прочностных характеристик эксплуатационных колонн сладковско-морозовской группы месторождений // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 2. С. 31-38.

10. Хабибуллин М.Я. Повышение долговечности и надежности работы центробежных сепараторов путем применения новых материалов // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 3. С. 107-112. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-107-112.

11. Антониади Д.Г., Гилаев Г.Г., Джалалов К.Э. Проблемы разработки залежи высоковязкой нефти Северо-Комсомольского месторождения // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2003. № 4. С. 38-41.

12. Близнюков В.Ю., Гилаев А.Г., Исламов Р.Ф., Моллаев З.Х. Методы предупреждения и ликвидации пескопроявления в добывающих скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 9. С. 15-21.

13. Хабибуллин М.Я. Совершенствование процесса солянокислотной обработки скважин применением новейших технологий и оборудования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 10. С. 128-134. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861.

14. Гилаев Г.Г. Повышение эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов на сложнопостроенных нефтегазовых месторождениях. Краснодар: Советская Кубань, 2003. 297 с.

15. Dubinsky G.S. About the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks under Wave Impact on them // The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee and Associates: The Collection of Scientific Papers. New York, USA. 2015. P. 51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

16. Гилаев Ген.Г., Хабибуллин М.Я., Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57.

17. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов: дис. ... канд. техн. наук. М.: Институт машиноведения им. А.А. Благонравова РАН, 2012. 220 с.

18. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 560.

Article Number 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.

19. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях: дис. ... д-ра техн. наук. Тюмень, 2004. 64 с.

20. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic Packer Reliability Prediction under Pulsed Transient Flooding of Hydrocarbon Reservoirs // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 560. Article Number 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.

21. Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A. Reaction Rate of Emulsified Acids and Dolomite // Formation Damage Control: Materials of SPE International Symposium and Exhibition. Lafayette, Louisiana, USA. 2012. Paper Number SPE-151815-MS. DOI: 10.2118/151815-MS.

22. Stevenson E., Avadhut R., Al-Harthi Kh., Abdulkadir R., Buijse M. Structured Approach to Matrix Stimulation Proves Successful in Oman // Materials of SPE European Formation Damage Conference. The Hague, Netherlands. 2003. Paper Number SPE-82261-MS. DOI: 10.2118/82261-MS.

23. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Распопов А.В., Хижняк Г.П. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей // Нефтяное хозяйство. 2009. № 4. С. 38-39.

24. Khabibullin M.Ya. Theoretical Grounding and Controlling Optimal Parameters for Water Flooding Tests in Field Pipelines // Journal of Physics: Conference Series. 2019. Vol. 1333. Issue 4. Article Number 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.

25. Taylor R., Fyten G.C., McNeil F. Acidizing Lessons from The Past and New Opportunities // Materials of SPE Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada. 2012. Paper Number SPE-162238-MS. DOI: 10.2118/162238-MS.

26. Rabie A.I., Nasr-El-Din H.A. Effect of Acid Additives on The Reaction of Stimulating Fluids During Acidizing Treatments // Materials of SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. Cairo, Egypt. 2015. Paper Number SPE-175827-MS. DOI: 10.2118/175827-MS.

27. Rady A., Nasr-El-Din H.A. Iron Precipitation in Calcite, Dolomite and Sandstone Cores // Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia. 2015. Paper Number SPE-176574-MS. DOI: 10.2118/176574-MS.

28. Sarma D.K., Rao Y.R.L., Mandal B., Bhargava P.K. Application of Self-Diverting Acid System for Stimulation of Multilayered Wells in Carbonate Reservoir: A Case Study // Materials of SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition. Mumbai, India. 2012. Paper Number SPE-154554-MS. DOI: 10.2118/154554-MS.

29. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.

30. Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A., Zhou J., Zhang L., Holt S. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs: Coreflood and Acid Reaction Studies // Materials of SPE North Africa Technical Conference and Exhibition. Cairo, Egypt. 2012. Paper Number SPE-151062-MS. DOI: 10.2118/151062-MS.

31. Булгакова Г.Т., Байзигитова А.В., Шарифуллин А.Р. Модель матричной кислотной обработки кар-

бонатов: влияние осадка на процесс растворения // Вестник УГАТУ. 2009. Т. 13. № 2. С. 256-264.

32. Zhu D., Radjadhya N., Hill A.D., Montgomery C.T. Using Integrated Information to Optimizing Matrix Acidizing // Materials of European Formation Damage Conference. The Hague, Netherlands. 2001. Paper Number SPE-68930-MS. DOI: 10.2118/68930-MS.

33. Гасумов Р.А., Шихалиев И.Ю., Мохов С.Н., Липчанская Т.А. Исследование ингибиторов коррозии для проведения кислотных обработок высокотемпературных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2008. № 12. С. 24-25.

34. Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A., Zhou J., Holt S., Al-Malki H. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs // Formation Damage Control: Materials of SPE International Symposium and Exhibition. Lafayette, Louisiana, USA. 2012. Paper Number SPE-151061-MS. DOI: 10.2118/151061-MS.

35. Глушенко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: В 5 Т. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. Т. 4. 703 с.

REFERENCES

1. Parfenov A.N., Shashel V.A., Sitdikov S.S. Osobennosti i opyt provedeniya proppantnogo GRP v OAO «Samaraneftegaz» [Features and Experience of Proppant Hydrofracturing Application at Samaraneftegaz OAO]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2007, No. 11, pp. 38-41. [in Russian].

2. Topal A.Yu., Firsov V.V., Usmanov T.S., Zorin A.M., Khaidar A.M., Gorin A.N. Regional'nye aspekty provedeniya gidrorazryva plasta v OAO «Udmurtneft'» [Regional Aspects of Hydraulic Fracturing in Udmurtneft OJSC]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 4, pp. 44-48. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-44-48. [in Russian].

3. Bragin Yu.I., Vagin S.B., Cholovskii I.P. *Neftegazopromyslovaya geologiya i gidrogeologiya zalezhei uglevodородов. Spravochnik* [Oil and Gas Field Geology and Hydrogeology of Hydrocarbon Deposits. Directory]. Moscow, Nedra Publ., 2004. 400 p. [in Russian].

4. Khabibullin M.Ya. Uvelichenie effektivnosti razdeleniya zhidkikh sistem pri sbore plastovoi zhidkosti [Increasing Efficiency of Liquid Systems Separation for Formation Fluid Gathering]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 2, pp. 64-71. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-2-64-71. [in Russian].

5. Taylor K.C., Nasr-El-Din H.A., Saleem J.A. Laboratory Evaluation of Iron-Control Chemicals for High Temperature Sour-Gas Wells. *Materials of SPE International Symposium «Oilfield Chemistry»*. Houston, Texas, USA, 2001, Paper Number SPE-65010-MS. DOI: 10.2118/65010-MS.

6. Yurkiv N.I. *Fiziko-khimicheskie osnovy nefteizvlecheniya* [Physical and Chemical Basis of Oil Recovery]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2005. 365 p. [in Russian].

7. Suleimanov R.I., Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Analysis of the Reliability of the Power Cable of an Electric-Centrifugal Pump Unit. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 2019, Vol. 378, Article Number 012054. DOI: 10.1088/1755-1315/378/1/012054

8. Gilaev G.G., Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Zavorotnyi V.L., Zavorotnyi A.V. Primenenie termotoikikh zhidkостей glusheniya na osnove neftyanykh emul'sii

[Application of Heat-Resistant Killing Fluids on the Basis of Oil Emulsions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 8, pp. 64-67. [in Russian].

9. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Gilaev G.G., Eganyants R.T. Obosnovanie uslovii rascheta i vybora prochnostnykh kharakteristik ekspluatatsionnykh kolonn sladkovsko-morozovskoi gruppy mestorozhdenii [Base Condition on Estimation Options of Strength Characteristics a Production Stingsins Sladkovskoy-Morozovskaya Group of Fields]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 2, pp. 31-38. [in Russian].

10. Khabibullin M.Ya. Povyshenie dolgovechnosti i nadezhnosti raboty tsentrobezhnykh separatorov putem primeneniya novykh materialov [Increase Durability and Reliability of Centrifugal Separators by Using New Materials]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, No. 3, pp. 107-112. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-3-107-112. [in Russian].

11. Antoniadis D.G., Gilaev G.G., Dzhahalov K.E. Problemy razrabotki zalezhi vysokovyskoi nefi Severo-Komsomol'skogo mestorozhdeniya [Development Problems of High-Viscosity Oil Deposits of the Severo-Komsomolskoye Field]. *Interval. Peredovye neftegazovye tekhnologii — Interval. Advanced Oil and Gas Technology*, 2003, No. 4, pp. 38-41. [in Russian].

12. Bliznyukov V.Yu., Gilaev A.G., Islamov R.F., Mollaev Z.Kh. Metody preduprezhdeniya i likvidatsii peskoproyavleniya v dobyvayushchikh skvazhinakh [Methods of Prevention and Liquidation of Appearance Sand in Production Wells]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2010, No. 9, pp. 15-21. [in Russian].

13. Khabibullin M.Ya. Sovershenstvovanie protsessov solyanokislotnoi obrabotki skvazhin primeneniem noveishikh tekhnologii i oborudovaniya [Improvement of Hydroxylic Acid Well Processing Applying the Latest Technologies and Equipment]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov — Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2020, Vol. 331, No. 10, pp. 128-134. DOI: 10.18799/24131830/2020/10/2861. [in Russian].

14. Gilaev G.G. Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zaspos na slozhnopostroennykh neftegazovykh mestorozhdeniyakh [Improving the Efficiency of Developing Hard-to-Recover Reserves in Complex Oil and Gas Fields]. Krasnodar, Sovetskaya Kuban' Publ., 2003. 297 p. [in Russian].

15. Dubinsky G.S. About the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks under Wave Impact on them. *The Collection of Scientific Papers «The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences. Ron Bee and Associates»*. New York, USA, 2015, pp. 51-56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

16. Gilaev Gen.G., Khabibullin M.Ya., Gilaev G.G. Perspektivy primeneniya kislotnogo gelya dlya zakachki proppanta v protsesse provedeniya gidrorazryva karbonatnykh plastov na territorii Samarskoi oblasti [Prospects for the Use of Acid Gel for Proppant Fracturing of Carbonate Reservoirs in the Samara Region]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2020, No. 8, pp. 54-57. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-8-54-57. [in Russian].

17. Gilaev A.G. *Issledovanie vliyaniya vynosa melkikh chastits produktivnogo plasta na izmenenie nefteotdachi*

nizkopronitsaemykh kollektorov: dis. kand. tekhn. nauk [Investigation of the Effect of the Removal of Small Particles of a Productive Formation on the Change in Oil Recovery of Low-Permeability Reservoirs: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Moscow, Institut mashinovedeniya im. A.A. Blagonravova RAN Publ., 2012. 220 p. [in Russian].

18. Khabibullin M.Ya. Development of the Design of the Sucker-Rod Pump for Sandy Wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 560, Article Number 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.

19. Gilaev G.G. *Razvitie teorii i praktiki dobychi trudnoizvlekaemykh zapasov uglevodorodov na slozhno-postroennykh mestorozhdeniyakh: dis. d-ra tekhn. nauk* [Development of the Theory and Practice of Production of Hard-to-Recover Hydrocarbon Reserves in Complex Fields: Doct. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, 2004. 64 p. [in Russian].

20. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Automatic Packer Reliability Prediction under Pulsed Transient Flooding of Hydrocarbon Reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, Vol. 560, Article Number 012024. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012024.

21. Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A. Reaction Rate of Emulsified Acids and Dolomite. *Materials of SPE International Symposium and Exhibition «Formation Damage Control»*. Lafayette, Louisiana, USA, 2012, Paper Number SPE-151815-MS. DOI: 10.2118/151815-MS.

22. Stevenson E., Avadhut R., Al-Harthy Kh., Abdulkadir R., Buijse M. Structured Approach to Matrix Stimulation Proves Successful in Oman. *Materials of SPE European Formation Damage Conference*. The Hague, Netherlands, 2003, Paper Number SPE-82261-MS. DOI: 10.2118/82261-MS.

23. Galkin S.V., Poplaukhina T.B., Raspopov A.V., Khizhnyak G.P. Otsenka koeffitsientov izvlecheniya nefiti dlya mestorozhdenii Permskogo kraya na osnove statisticheskikh modelei [Estimation of Oil Recovery Ratios for Permskiy Region Fields on the Basis of Statistical Models]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2009, No. 4, pp. 38-39. [in Russian].

24. Khabibullin M.Ya. Theoretical Grounding and Controlling Optimal Parameters for Water Flooding Tests in Field Pipelines. *Journal of Physics: Conference Series*, 2019, Vol. 1333, Issue 4, Article Number 042013. DOI: 10.1088/1742-6596/1333/4/042013.

25. Taylor R., Fyten G.C., McNeil F. Acidizing Lessons from The Past and New Opportunities. *Materials of SPE Canadian Unconventional Resources Conference*. Calgary, Alberta, Canada, 2012, Paper Number SPE-162238-MS. DOI: 10.2118/162238-MS.

26. Rabie A.I., Nasr-El-Din H.A. Effect of Acid Additives on The Reaction of Stimulating Fluids During Acidizing Treatments. *Materials of SPE North Africa*

Technical Conference and Exhibition. Cairo, Egypt, 2015, Paper Number SPE-175827-MS. DOI: 10.2118/175827-MS.

27. Rady A., Nasr-El-Din H.A. Iron Precipitation in Calcite, Dolomite and Sandstone Cores. *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2015, Paper Number SPE-176574-MS. DOI: 10.2118/176574-MS.

28. Sarma D.K., Rao Y.R.L., Mandal B., Bhargava P.K. Application of Self-Diverting Acid System for Stimulation of Multilayered Wells in Carbonate Reservoir: A Case Study. *Materials of SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition*. Mumbai, India, 2012, Paper Number SPE-154554-MS. DOI: 10.2118/154554-MS.

29. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rozenberg G.D. *Neftegazovaya gidromekhanika* [Oil and Gas Hydro-mechanics]. Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy Publ., 2005. 544 p. [in Russian].

30. Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A., Zhou J., Zhang L., Holt S. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs: Coreflood and Acid Reaction Studies. *Materials of SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*. Cairo, Egypt, 2012, Paper Number SPE-151062-MS. DOI: 10.2118/151062-MS.

31. Bulgakova G.T., Baizigitova A.V., Sharifullin A.R. Model' matrichnoi kislotnoi obrabotki karbonatov: vliyanie osadka na protsess rastvoreniya [Model of Carbonate Matrix Acidizing: the Influence of Sediment on Dissolution Process]. *Vestnik UGATU — Vestnik USATU (Scientific Journal of Ufa State Aviation Technical University)*, 2009, Vol. 13, No. 2, pp. 256-264. [in Russian].

32. Zhu D., Radjadyax N., Hill A.D., Montgomery C.T. Using Integrated Information to Optimizing Matrix Acidizing. *Materials of European Formation Damage Conference*. The Hague, Netherlands, 2001, Paper Number SPE-68930-MS. DOI: 10.2118/68930-MS.

33. Gasumov R.A., Shikhaliev I.Yu., Mokhov S.N., Lipchanskaya T.A. Issledovanie ingibitorov korrozii dlya provedeniya kislotnykh obrabotok vysokotemperaturnykh skvazhin [Research of Corrosion Inhibitors for Acidizing High-Temperature Wells]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more — Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*, 2008, No. 12, pp. 24-25. [in Russian].

34. Sayed M.A., Nasr-El-Din H.A., Zhou J., Holt S., Al-Malki H. A New Emulsified Acid to Stimulate Deep Wells in Carbonate Reservoirs. *Materials of SPE International Symposium and Exhibition «Formation Damage Control»*. Lafayette, Louisiana, USA, 2012, Paper Number SPE-151061-MS. DOI: 10.2118/151061-MS.

35. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftepromyslovaya khimiya: V 5 T. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield Chemistry: in 5 Vol. Acid Treatment of Wells]. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 2010. Vol. 4. 703 p. [in Russian].

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гилаев Артем Ганиевич, начальник Туймазинского региона добычи нефти и газа, ООО «Башнефть-Добыча», Октябрьский, Россия

Artem G. Gilaev, Head of the Tuimazinsky Oil and Gas Production Region, Oil and Gas Production Department, Bashneft-Dobycha LLC, Oktyabrsky, Russia

GilaevAG@Bashneft.ru

Хабибуллин Марат Яхиевич, кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Marat Ya. Khabibullin, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Oil and Gas Field Machines and Equipment Department, Branch, USPTU, Oktyabrsky, Russia

m-hab@mail.ru

Гилаев Гани Гайсинович, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела, Институт нефти, газа и энергетики, КубГТУ, Краснодар, Россия

Gani G. Gilaev, Doctor of Engineering Sciences, Professor, Professor of Oil and Gas Business Department, Institute of Oil, Gas and Energy, KubGTU, Krasnodar, Russia

gggilaev@gmail.com

Хабибуллин Арсен Маратович, студент кафедры «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти», УГНТУ, филиал, Октябрьский, Россия

Arsen M. Khabibullin, Student of Oil Production Facilities Operation and Maintenance Department, Branch, USPTU, Oktyabrsky, Russia

Статья поступила в редакцию 15.12.2020; одобрена после рецензирования 10.02.2021; принята к публикации 01.11.2021.

The article was submitted 15.12.2020; approved after reviewing 10.02.2021; accepted for publication 01.11.2021.