

Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 17-24. ISSN 2073-0128 (print)

Petroleum Engineering. 2023. Vol. 21. No. 2. P. 17-24. ISSN 2073-0128 (print)

Научная статья

УДК 622.276

doi: 10.17122/ngdelo-2023-2-17-24

ТЕХНОЛОГИИ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ МНОЖЕСТВЕННЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ

Виктор Николаевич Гусаков¹, Александр Юрьевич Королев²,

Радик Аслямович Ягудин², Вадим Владимирович Бокарев²,

Петр Иванович Батурин², Алексей Герольдович Телин³

¹ООО «Башнефть-Петротест», Уфа, Россия

²ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

³ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», Уфа, Россия

Автор, ответственный за переписку

Алексей Герольдович Телин, telinag@ufntc.ru

Аннотация. Глушение скважин в условиях юрских объектов разработки ООО «Харампурнефтегаз» осложняется целым рядом негативных факторов, таких как низкая проницаемость гидрофильного пласта-коллектора, высокий газовый фактор, пониженное пластовое давление, которые значительно снижают успешность подземного ремонта скважин (ПРС). Для устранения влияния этих осложнений при ПРС разработан подход к технологии глушения, заключающийся в комбинировании нескольких видов технологических жидкостей, которые при совместном применении позволяют устранить риски снижения добычного потенциала скважин после ремонта. Так, для предотвращения газопроявлений при проведении ПРС разработана блокирующая жидкость на основе полимера «Биопол» и ПАВ (газо-блокирующий состав, ГазоБС), действующая за счет своих вязкоупругих свойств (полимер) и пенообразующей способности при контакте с газом (ПАВ). Буферная жидкость, предназначенная для предотвращения набухания глинистого цемента, снижения межфазного натяжения и восстановления фазовой проницаемости по нефти разработана на основе 6 %-ного раствора HCl с добавкой ПАВ-гидрофобизатора (буферная солянокислотная жидкость, БуфСК). Блокирующий состав глушения (БСГ) на основе раствора полимера «Биопол» со взвешенной суспензией микрокальцита (БСГ-микрокальцит) и галита (БСГ-галит) позволяет предотвращать поглощение жидкости глушения при пониженном пластовом давлении в скважинах с ГРП.

Опытно-промысловая апробация технологии глушения скважин с множественными осложнениями проводилась на 23 скважинах, на которых блок-пачки ГазоБС использовались 21 раз, БуфСК — 9 раз, БСГ-галит и БСГ-микрокальцит — 14 и 9 раз соответственно.

Для различных параметров скважин составлены 8 типовых планов глушения. Результаты НИОКР закреплены в Инструкции ООО «Харампурнефтегаз» по теме «Выбор блокирующих составов глушения при ремонте скважин».

Для цитирования

Гусаков В.Н., Королев А.Ю., Ягудин Р.А., Бокарев В.В., Батурин П.И., Телин А.Г. Технологии глушения скважин в условиях множественных осложнений // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21, № 2. С. 17-24. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-17-24>.

© Гусаков В.Н., Королев А.Ю., Ягудин Р.А., Бокарев В.В., Батурин П.И., Телин А.Г., 2023

Ключевые слова

глушение скважин, низкая проницаемость, высокий газовый фактор, пониженное пластовое давление, блокирующие жидкости, ГазоБС, БуфСК, БСГ-галит, БСГ-микрокальцит, добычной потенциал скважин

Благодарности

Авторы выражают благодарность заведующему лабораторией, кандидату химических наук Наталье Анатольевне Сергеевой и заведующему лабораторией Артему Аркадьевичу Ратнеру за проведение физико-химических и фильтрационных экспериментов.

Original article

WELL SILENCING TECHNOLOGIES IN CONDITIONS OF MULTIPLE COMPLICATIONS

Victor N. Gusakov¹, Alexander Yu. Korolev², Radik A. Yagudin², Vadim V. Bokarev², Pyotr I. Baturin², Alexey G. Telin³

¹Bashneft-Petrotest LLC, Ufa, Russia

²Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia

³Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

Corresponding author

Aleksey G. Telin telinag@ufntc.ru

Abstract. Silencing of wells in the conditions of the Jurassic facilities developed by «Kharampurneftegaz» LLC is complicated by a number of negative factors, such as low permeability of the hydrophilic reservoir collector, high gas factor, low reservoir pressure, which significantly reduce the success of underground repair of wells (URW). To eliminate the influence of these complications in URW, an approach to silencing technology has been developed, which consists in combining several types of technological fluids, which, when used together, can eliminate the risks of reducing the production potential of wells after repair. So, to prevent gas manifestations during the URW, a blocking liquid based on the polymer «Biopol» and surfactant (gas-blocking compound, GasoBC) has been developed, acting due to its viscoelastic properties (polymer) and foaming ability in contact with gas (surfactant). A buffer liquid designed to prevent swelling of clay cement, reduce interfacial tension and restore phase permeability in oil was developed on the basis of a 6% HCl solution with the addition of a surfactant-hydrophobizer (buffer hydrochloric acid liquid, BufHA). Blocking silencing compound (BSC) based on a Biopol polymer solution with a suspended suspension of microcalcite (BSC-microcalcite) and halite (BSC-halite) allows to prevent the absorption of silencing fluid at reduced reservoir pressure in wells with hydraulic fracturing.

Pilot field testing of the technology of silencing wells with multiple complications was carried out at 23 wells, where GasoBC block packs were used 21 times, BufHA — 9 times, BSC-halite and BSC-microcalcite — 14 and 9 times, respectively.

8 typical silencing plans have been compiled for various parameters of wells. The results of research and development works are fixed in the Instructions of «Kharampurneftegaz» LLC on the topic «Selection of blocking silencing compounds during well repair».

For citation

Gusakov V.N., Korolev A.Yu., Yagudin R.A., Bokarev V.V., Baturin P.I., Telin A.G. Tekhnologii glusheniya skvazhin v usloviyakh mnozhestvennykh oslozhnenij [Well silencing technologies in conditions of multiple complications] // *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2023, Vol. 21, No. 2. pp. 17-24. [in Russian]. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2023-2-17-24>.

Осложняющими факторами глушения скважин юрских объектов добычи ООО «Харампурнефтегаз» являются высокий газовый фактор, полимиктовый низкопроницаемый коллектор, низкое пластовое давление, что вызывает риски газопроявлений и поглощения жидкости глушения при проведении ПРС и, как следствие, снижение дебита нефти после ремонта.

Целью работы являлась разработка технологий глушения, обеспечивающих безопас-

ность проведения работ и сохранение продуктивности скважин в условиях комплекса осложняющих факторов при подземном ремонте.

Анализ научно-технической и патентной литературы показал, что известные технические решения позволяют успешно справляться с отдельными видами осложнений при глушении, однако при их множественном проявлении описанные подходы, как правило, малоэффективны. В частности, применение

Keywords

silencing of wells, low permeability, high gas factor, low reservoir pressure, blocking fluids, GasoBC, BufHA, BSC-halite, BSC-microcalcite, production potential of wells.

Acknowledgment

Authors express gratitude head of laboratory, candidate of chemical sciences Natalya A. Sergeeva and head of Laboratory Artem A. Ratner for conducting physicochemical and filtration experiments.

блок-пачек пеногелевых систем при наличии высокого газового фактора позволяет устранить риск газопроявлений, но в условиях низкопроницаемых коллекторов юры использование шитых полимеров в составе пеногелей недопустимо вследствие необратимого поражения ими проницаемости призабойной зоны пласта (ПЗП); применение блок-пачек инвертных эмульсий успешно предохраняет ПЗП от попадания жидкости глушения; однако в случае низкого пластового давления и скважин с ГРП эти пачки не справляются со своей задачей.

Наиболее подходящим из известных технических решений для условий юрских объектов ООО «Харампурнефтегаз» является использование блокирующих жидкостей с колющими элементами. Такие составы, как правило, содержат полисахариды ксантанового ряда или гуаровую камедь, а для устранения поглощений в них добавляют колющие элементы (мел, мраморная крошка, галит), которые находятся во взвешенном состоянии в полимерном растворе. Количественное содержание в блок-пачке того или иного компонента регулирует вязкость и плотность раствора [1–5]. Вместе с тем, даже такое прогрессивное техническое решение не позволяет устранить все риски при проведении ПРС в условиях множественных осложнений, характерных для юрских объектов ООО «Харампурнефтегаз».

Для адекватного отклика на вызовы, возникающие при проведении ПРС, требуется комбинация из нескольких видов технологических жидкостей и блокирующих составов, которые применяются в зависимости от конкретных условий каждой скважины.

Для выбора материалов технологических жидкостей и оптимизации технологии их применения была проведена серия экспериментов, направленных на адресное снижение рисков трех видов осложнений: ограничение притока газа (с помощью ГазоБС), на сохранение фазовой проницаемости по нефти горной породы юрского объекта в условиях контакта с водными растворами (с использованием БуфСК), на контроль поглощения в условиях АНПД (с применением блокирующего состава глушения с твердой фазой — БСГ-микрокальцита и БСГ-галита).

ГазоБС на основе растворов ПАВ и солеустойчивого загустителя из класса биополимеров марки «Биопол» был протестирован и оптимизирован

в ходе фильтрационных исследований на керновом материале объекта Ю₁. В экспериментах использовались растворы глушения на основе хлорида калия плотностью 1,05 г/см³. Фильтрационные тесты выполнялись на газонасыщенном дезинтегрированном керне, моделирующем высокопроницаемый объект, по которому проходит прорыв газа с остаточной водонасыщенностью. Эффективность ГазоБС количественно фиксировалась по созданию максимального градиента давления фильтрации газа и требуемому объему пор до начала прорыва газа в водонасыщенной насыпной модели пласта. Дизайн фильтрационных экспериментов заключался в последовательной закачке ГазоБС и газа, с замером градиента давления по газу до и после закачки растворов и фиксации объема закачки газа (в долях от объема пор) до прорыва. Далее производился расчет факторов максимального сопротивления ($F_{\max}$) и фактора остаточного сопротивления ($F_{\text{ост}}$).

Согласно результатам экспериментов, применение смеси ПАВ и загустителя «Биопол» позволяет получить синергетический эффект для блокирования газа в модели керна. Так, ГазоБС снижает проницаемость керна по газу более эффективно, чем растворы каждого из реагентов, входящих в его состав, в той же концентрации по отдельности (рисунок 1).

Объем газа до появления признаков его прорыва на выходе из керна для ГазоБС оптимального состава превышает 100 % объема пор керна и составляет 3,83–4,18 объема пор. ГазоБС исключает прорыв газа «языком», блокирует газ по всему сечению керна за счет эффектов вязкости и образования пены. Установлено, что оптимальный состав ГазоБС позволяет увеличить фактор максимального и остаточного сопротивления в 2,0–2,2 раза по сравнению с полимерными экранами. Так, прорыв газа через керн с ГазоБС начинается при прокачке газа в 3,8–4,2 объема пор, в то время как с водно-полимерным экраном — уже при 0,8 объема пор.

Для выбора оптимального состава буферной жидкости с целью сохранения фазовой проницаемости глинистого водочувствительного керна Ю₁ воспользовались представлениями об ионообменном механизме набухания монтмориллонитов [6]. Так, ионы H^+ , Mg^{+2} , Ca^{+2} , прочно связанные с базальной (межслойной) поверхностью монтмориллонита и с меньшим гидратационным радиусом

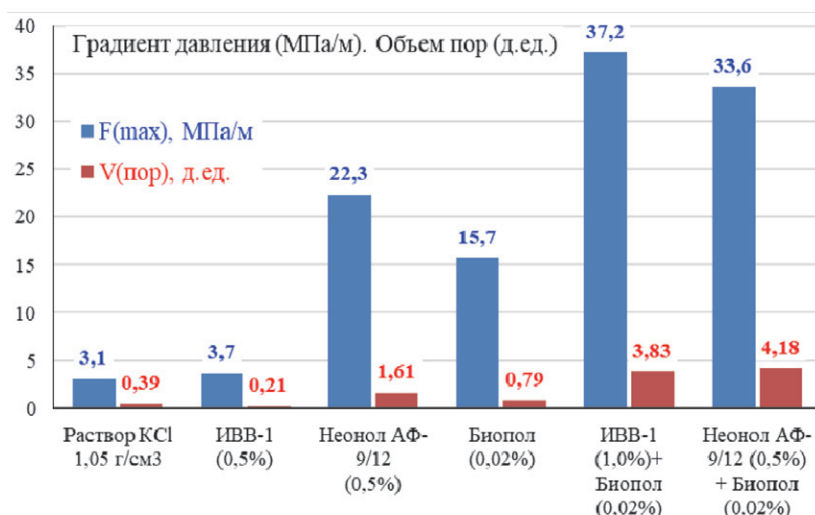


Рисунок 1. Результаты моделирования блокирования фильтрации газа

Figure 1. Results of simulation of gas filtration blocking

иона, уменьшают расстояние между слоями и препятствуют проникновению молекул воды в глинистые минералы коллектора. Вследствие этого, монтмориллониты с ионами H^+ , Mg^{2+} и Ca^{2+} при набухании будут меньше ухудшать фильтрационные свойства пород, чем монтмориллониты с ионом Na^+ [6]. В связи с тем, что глины коллектора чувствительны к пресной воде (водная блокада после глушения и ПРС), было решено испытать кислотную буферную пачку для перевода глин в H^+ -форму с разбавленной соляной кислотой. Эксперименты по определению степени набухания дезинтегрированного зерна юрских объектов в кислотных растворах проводили на приборе Жигача-Ярова, которые показали, что добавка катионоактивных ПАВ-гидрофобизаторов к 6 %-ной соляной кислоте позволяет приблизительно в два раза снизить коэффициент набухания дезинтегрированного зерна по сравнению с пресной водой. Кроме того, в литературе имеются сведения, что при pH, рав-

ном 1–2, межфазное натяжение нефти и воды минимально [7], а применение гидрофобизаторов (добавок к жидкостям глушения) позволяет удалять «лишнюю воду», попавшую в ПЗП при глушении, и восстанавливать фазовую проницаемость по нефти [7].

Снижение межфазного натяжения также облегчает вынос ремонтно-технологической жидкости из порового пространства и способствует восстановлению добычного потенциала скважин после ремонта. В связи с этим, были записаны изотермы поверхностного натяжения кислотных растворов (6 % HCl) с ПАВ-гидрофобизаторами на границе раздела с нефтью. В таблице 1 представлены значения критической концентрации мицеллообразования (ККМ) и поверхностного натяжения (σ) при ККМ. Фоновое значение σ для раствора соляной кислоты без добавок ПАВ относительно не высокое и составляет 24,7 мН/м.

По результатам этих экспериментов была обоснована концентрация ПАВ-гидрофоби-

Таблица 1. ККМ ПАВ-гидрофобизаторов в 6 %-ном растворе HCl

Table 1. CMC of surfactant-hydrophobizants in 6% HCl solution

№	ПАВ-гидрофобизатор	ККМ, % масс.	σ при ККМ, мН/м
1	Нефтенол-К марка НК 40	0,1	16,2
2	SCA — 2000 КН	0,1	8,6
3	Алдинол-МК марка К2	0,1	4,3
4	ИВВ-1 марка 403	0,1	5,6
5	ЧАС-М, образец № 21-230	0,1	7,7
6	ЧАС-М, образец № 21-231	0,1	7,2

заторов для добавления к соляной кислоте, равная 0,5 %. Результирующие фильтрационные эксперименты с БуфСК были проведены на нефтенасыщенном натурном керне объекта Ю₁ проницаемостью от $2,28 \cdot 10^{-3}$ до $3,97 \cdot 10^{-3}$ мкм², при этом удалось достичь коэффициента восстановления фазовой проницаемости по нефти, равного от 0,73 до 0,99 ед. (таблица 2).

Контроль поглощения растворов глушения при ПРС обеспечивали блокирующими составами глушения с твердой фазой галита (БСГ-галит) и микрокальцита (БСГ-МК). Оптимальный фракционный состав микрокальцитов марок BaraCarb-5, BaraCarb-50, BaraCarb-150 (таблица 3) для скважин с ГРП для блокирования просветности проппантов 10/14, 12/18, 16/20 рассчитывали с использованием теории идеальной упаковки и критерия Кауфера (М. Kaeuffer) [9, 10].

На основании индивидуальных свойств трех видов технологических жидкостей (ГазоБС, БуфСК, БСГ-галит, БСГ-МК) и сочетания рисков осложнений при проведении ПРС разработаны критерии выбора и комбинирования технологий глушения (таблица 4).

Результат формализован в типовых планах глушения с расчетом объема и очередности закачки материалов глушения по фактической геометрии скважины.

Необходимо отметить, что технологические жидкости (ГазоБС, БуфСК, БСГ-МК, БСГ-галит) могут применяться как индивидуально, так и во всех комбинациях в зависимости от параметров скважины.

Испытание адресных технологических жидкостей проведено при глушении 23 скважин ООО «Харампурнефтегаз», и по ним определены параметры сохранения добычного потенциала до и после ПРС (таблица 5).

Суммарно по 23 скважинам после глушения по всем технологиям изменение дебита до/после ПРС составило: по жидкости — 1670/1712 м³/сут, по нефти — 473/522 т/сут.

Основные результаты достижения технологических критериев эффективности глушения и ПРС приведены в таблице 6.

Общий объем долива раствора глушения при ПРС на 23 скважинах при испытаниях составил 203 м³, в то время как на тех же скважинах в предыдущий ремонт — 429 м³.

Таблица 2. Результаты экспериментов на нефтенасыщенном керне объекта Ю₁

Table 2. Results of oil-saturated core experiments of the object Yu₁

Номер опыта	0,5 % ПАВ-гидрофобизатор (в качестве добавки к 6 % HCl в составе БуфСК)	Проницаемость по керосину, 10^{-3} мкм ²	Проницаемость по нефти, 10^{-3} мкм ²		Коэффициент восстановления проницаемости по нефти, д. ед.
			до закачки	после закачки	
1	SCA — 2000 KH	2,28	1,64	1,52	0,93
2	Алдинол-МК марка K2	2,66	1,53	1,53	0,99
3	ИБВ-1 марка 403	2,92	2,21	2,06	0,93
4	Нефтенол-К марка НК-40	3,97	3,33	2,42	0,73

Таблица 3. Результаты моделирования смесей микрокальцитов

Table 3. Results of microcalcite mixtures modeling

Проппант	Массовая доля марки микрокальцита в смеси, % масс.		
	BaraCarb-150	BaraCarb-50	BaraCarb-5
10/14	55	25	20
12/18	50	30	20
16/20	25	55	20

Таблица 4. Критерии выбора технологических жидкостей

Table 4. Selection criteria for process fluids

№ п/п	Блок-пачка	Параметр скважины				Рекомендации к применению
		Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность, %	Дебит жидкости, м ³ /сут	Пластовое давление, атм	
1	БуфСК	Р*	Р*	< 70	Р*	Использовать при низкой приемистости
2	ГазоБС	> 1000	> 70	Р*	Р*	Использовать при риске прорыва газа при ПРС
3	БуфСК + жидкость глушения + БСГ-МК	Р*	> 70	Р*	> 225	БуфСК отделять от БСГ-МК пачкой жидкости глушения
4	БСГ-галит	Р*	> 50	Р*	> 200	При доливе скв > 1 м ³ /час; Использовать на всех скважинах с ГРП; Использовать после проведения ОПЗ

Р* — рекомендуется к применению при любых параметрах скважин

Р* — recommended for use in any well parameters

Таблица 5. Результаты ОПИ технологических жидкостей

Table 5. Results of pilot field tests of process fluids

№	Блокирующая жидкость	Количество испытаний		Суммарный относительный дебит, до ПРС/после ПРС	
		всего	со снижением дебита нефти	жидкости, %	нефти, %
1	БСГ-МК	9	2	100/103	100/98
2	БСГ-галит	14	2	100/105	100/119
3	БуфСК	9	0	100/110	100/105
4	ГазоБС	21	3	100/103	100/111
Всего скважин		23	3	100/102,5	100/110,5

Таблица 6. Сведения о результатах достижения технологических критериев эффективности глушения и ПРС

Table 6. Information on the results of achievement of the technological criteria for the effectiveness of silencing and underground repair of wells

№ п/п	Критерий эффективности	Результат
1	Сохранение дебита нефти	Достигнут на 20 скважинах (87 %)
2	Отсутствие осложнений при глушении	Достигнут на 89 % скважин. Осложнение на трех скважинах: наблюдается невозможность продавки блок-пачки на забой по причине низкой приемистости
3	Отсутствие осложнений при ПРС	Достигнут на 100 % скважин
4	Непревышение объема долива	Достигнут на 96 % скважин. Недостижение на одной скважине: объем раствора 70,7 м ³ — при плановых 60,7 м ³

Выводы

Экспериментально обоснован и подтвержден результатами ОПИ выбор состава блокирующих жидкостей при глушении скважин в условиях множественных осложнений юрских объектов ООО «Харампурнефтегаз».

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Здольник С. Е., Згоба И. М., Телин А. Г., Гусаков В. Н. Проблемы глушения скважин Приобского месторождения и пути их решения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2006. № 1. С. 35-38.

2. Здольник С. Е., Хандрико А. Н., Аханкин О. Б. и др. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 62-65.

3. Гусаков В. Н., Краевский Н. Н., Хакимов А. Ф. и др. Технологии предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 50-51.

4. Мардашов Д. В. Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения скважин // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 667-677. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.6>.

5. D. V. Mardashov, M. K. Rogachev, Y. V. Zeigman, V. V. Mukhametshin. Well killing technology before workover operation in complicated conditions // Energies. 2021. 14, 654. P. 1-15.

6. Глины, их минералогия, свойства и практическое значение [материалы совещания] / под ред. Ф.В. Чухрова и др. — АН СССР. Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии. Москва: Наука. 1970. 271 с.

7. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Кувшинов И.В., Стасьева Л.А., Урсегов С.О. Технологии повышения нефтеотдачи применением кислотной композиции ГБК // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 10. С. 21-23.

8. Фильтрационное тестирование нового поколения поверхностно-активных веществ отечественного и зарубежного производства в качестве добавок к ремонтно-технологическим жидкостям при проведении подземных ремонтов и ОПЗ скважин в гидрофильных коллекторах / Хакимов А. М., Макастров А. К., Караваев А. Д., Телин А. Г. и др. // Нефтепромысловое дело. 2005. № 12. С. 48-53.

9. Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, Allan J. Twynam. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations // WiertnictwoNafta Gaz. 2006. V. 23/1. P. 501-515.

10. SPE 58793. M. A. Dick, T. J. Heinz, C. F. Svoboda (M-I LLC), M. Aston (BP Amoco). Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids.

REFERENCES

1. Zdol'nik S. E., Zgoba I. M., Telin A. G., Gusakov V. N. . Problemy glusheniya skvazhin Priobskogo mestoro-

Для различных параметров скважин составлены 8 типовых технологических планов глушения, а также матрица их выбора.

Результаты данной работы закреплены в Инструкции ООО «Харампурнефтегаз» по теме «Выбор блокирующих составов глушения при ремонте скважин».

zhdeniya i puti ikh resheniya [Problems of killing priobskoye field wells and ways to solve them]. // *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO «NK «Rosneft'» — Rosneft scientific and technical bulletin* 2006. № 1. pp. 35-38. [in Russian].

2. Zdol'nik S.E., Khandriko A.N., Akhankin O.B. i dr. Glushenie skvazhin s kontrolom pogloshcheniya v usloviyakh intensifikatsii razrabotki terrigenykh kolektorov [Well killing with loss control under conditions of terrigenous reservoir development intensification]. // *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Facilities*. 2007. № 11. pp. 62-65. [in Russian].

3. Gusakov V.N., Kraevskii N.N., Khakimov A.F. i dr. Tekhnologii preduprezhdeniya pogloshchenii pri provedenii tekushchego remonta skvazhin v usloviyakh nizkikh plastyovykh davlenii [Technologies for prevention of losses during routine well workover in low reservoir pressure conditions]. // *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Facilities*. 2013. № 10. pp. 50-51. [in Russian].

4. Mardashov D. V. Razrabotka blokiryuyushchikh sostavov s kol'matantom dlya glusheniya skvazhin [Development of blocking compounds with colmatant for well killing]. // *Zapiski Gornogo institute — Notes of the Mining Institute*. 2021. Vol. 251. pp. 667-677. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.6>. [in Russian].

5. Mardashov D. V., Rogachev M.K., Zeigman Yu.V., Mukhametshin V.V. Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions // *Energies*. 2021. 14, 654. pp.1-15.

6. Gliny, ikh mineralogiya, svoystva i prakticheskoe znachenie [materialy soveshchaniya] [Clays, their mineralogy, properties and practical significance [meeting materials]]. pod red. F.V. Chukhrova i dr. — AN SSSR. Institut geologii i rudnykh mestorozhdenii, petrografii, mineralologii i geokhimii [USSR Academy of Sciences. Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry. Moscow: Science]. M.: Nauka. 1970. 271 p. [in Russian].

7. Altunina L. K., Kuvshinov V. A., Kuvshinov I. V., Stas'eva L. A., Ursegov S. O. Tekhnologii povysheniya nefteotdachi primeneniem kislotnoi kompozitsii GBC [Oil recovery enhancement technologies using acid composition MCB]. // *Neft'. Gaz. Novatsii — Oil. Gas. Innovations*. 2014. № 10. pp. 21-23. [in Russian].

8. Fil'tratsionnoe testirovanie novogo pokoleniya poverkhnostno-aktivnykh veshchestv otechestvennogo i zarubezhnogo proizvodstva v kachestve dobavok k remontno-tekhnologicheskimi zhidkostyam pri provedenii i podzemnykh remontov i OPZ skvazhin v gidrofil'nykh kolektorakh [Filtration testing of a new generation of surfactants of domestic and foreign production as additives to repair and process liquids during underground repairs and well OPZ in hydrophilic reservoirs]. // Khakimov A.M., Makatrov A.K.,

Karavaev A.D., Telin A.G. i dr. // *Neftepromyslovoe delo — Oilfield*. 2005. № 12. pp. 48-53. [in Russian].

9. Stephen Vickers, Martin Cowie, Tom Jones, Allan J. Twynam. A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribu-

tion as found in natural reservoir formations // *WiertnictwoNafta Gaz*. 2006. Vol. 23/1. pp. 501-515.

10. SPE 58793. M. A. Dick, T. J. Heinz, C. F. Svoboda (M-I LLC), M. Aston (BP Amoco). Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гусаков Виктор Николаевич, кандидат химических наук, эксперт отдела управления проектами внедрения новых технологий, ООО «Башнефть-Петротест», Уфа, Россия

Viktor N. Gusakov, candidate of chemical sciences, expert, Project management department for the introduction of new technologies, Bashneft-Petrotest LLC, Ufa, Russia

GUSAKOVVN@mail.ru

Королев Александр Юрьевич, заместитель генерального директора — главный геолог, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Alexander Yu. Korolev, deputy general director — chief geologist, Kharampurneftegaz LLC, Gubkinsky, Russia

KorolevAYu@kharampurneftegaz.ru

Ягудин Радик Аслямович, заместитель главного геолога, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Radik A. Yagudin, deputy chief geologist, Kharampurneftegaz LLC, Gubkinsky, Russia

YagudinRA@kharampurneftegaz.ru

Бокарев Вадим Владимирович, главный специалист отдела повышения производительности резервуаров, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Vadim V. Bokarev, chief specialist, Tank productivity improvement department, Kharampurneftegaz LLC, Gubkinsky, Russia

BokarevVV@kharampurneftegaz.ru

Батурин Петр Иванович, заместитель начальника управления, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Pyotr I. Baturin, deputy head of the department, Kharampurneftegaz LLC, Gubkinsky, Russia

BaturinPI@kharampurneftegaz.ru

Телин Алексей Герольдович, кандидат химических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора по научной работе, ООО «Уфимский научно-технический центр», Уфа, Россия

Aleksey G. Telin, candidate of chemical sciences, corresponding member of RAS, deputy director for scientific work, Ufa scientific and technical center LLC, Ufa, Russia

telinag@ufntc.ru

Статья поступила в редакцию 10.01.2023; одобрена после рецензирования 07.03.2023; принята к публикации 30.03.2023.

The article was submitted 10.01.2023; approved after reviewing 07.03.2023; accepted for publication 30.03.2023.