

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДА И ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕРМОКИСЛОТНОГО ИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ****IMPROVEMENT OF THE METHOD AND EQUIPMENT
FOR THERMOACID PULSING****М. Я. Хабибуллин****Marat Ya. Khabibullin**

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
филиал, г. Октябрьский,
Республика Башкортостан,
Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Branch, Oktyabrskiy,
Republic of Bashkortostan,
Russian Federation

Г. Г. Гилаев**Gani G. Gilaev**

Кубанский государственный
технологический университет,
г. Краснодар,
Российская Федерация

Kuban State
Technological University,
Krasnodar, Russian Federation

Способ термокислотного импульсирования предназначался изначально для сильнодренированных скважин. Но, как показала практика, его можно успешно применять и при обработке скважин других категорий, причем в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и диаметра реактора (кожуха) расход кислоты может быть изменен. Обычно применяется 114-мм реактор, но для 114- или 127-мм эксплуатационной колонны можно использовать реактор диаметром 48 или 88 мм, соответственно удлиненный для сохранения необходимой емкости, чтобы уместить нужное количество магниевой стружки. Эффективность операций по кислотным обработкам путем импульсирования больше эффективности термокислотных обработок по результатам вычислений как прироста дебита нефти, так и продолжительности работы скважин на повышенном дебите. Хорошие результаты дало внедрение способа кислотного импульсирования, предусматривающего использование специального наконечника, в котором канал штуцера полностью закрыт магниевым стержнем. Наконечник спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах до тех пор, пока перфорированный патрубок не установится против эксплуатационного объекта (в этом случае не нужно, чтобы патрубок упирался в забой). Затем в колонну насосно-компрессорных труб заливают кислотный раствор, который удерживается в ней вследствие перекрытия канала штуцера магниевым стержнем. В результате реакции магниевый стержень растворяется в кислотном растворе, после чего последний устремляется через освободившийся канал штуцера и перфорированный патрубок в фильтр, создавая так называемый кислотный импульс, т.е. достигается повышение скорости закачки под действием гидростатического давления. Давление, создающееся при этом на забое сильно дренированной скважины, способствует значительно большему проникновению активного кислотного раствора в пласт по сравнению с обычной кислотной обработкой.

Конструкция этого устройства имеет следующие преимущества:

- 1) штуцер открывается без применения трактора-подъемника;
- 2) процесс кислотной обработки можно проводить в скважинах, имеющих зумпф (карман ниже фильтровой зоны) значительной длины;
- 3) при наличии песчаной пробки или построении предметов на забое отсутствует опасность прихвата труб.

Ключевые слова

термокислотное воздействие;
импульсирование;
реактор; магниевый стержень;
патрубок; хвостовик

Отмечено, что сопоставление двух групп чисел может быть справедливым при условии, когда отличие их средних незначительно. Указанные группы чисел были обработаны, в результате чего установлено, что совокупность, представленная ими, различна. Как видно, эффективность операций по кислотным обработкам путем импульсирования больше эффективности термокислотных обработок по результатам вычислений как прироста дебита нефти, так и продолжительности работы скважин на повышенном дебите.

The method of thermoacid pulsing was originally intended for highly drained wells. But, as practice has shown, it can be successfully applied in the treatment of wells of other categories, and depending on the diameter of the production string and the diameter of the reactor (shell), the acid consumption can be changed. Typically a 114 mm reactor is used, but for a 114 or 127 mm production casing, a 48 or 88 mm diameter reactor can be used, respectively elongated to maintain the required capacity to accommodate the required amount of magnesium turnings. The effectiveness of acid treatment operations by pulsing is greater than the efficiency of thermo-acid treatments according to the results of calculations of both the increase in oil production and the duration of well operation at increased production. Good results were obtained by the introduction of the acid impulse method, which involves the use of a special tip, in which the nozzle channel is completely closed with a magnesium rod. The tip is lowered into the well on the tubing until the perforated branch pipe is installed against the production object (in this case, it is not necessary for the branch pipe to abut against the bottomhole). Then an acidic solution is poured into the tubing string, which is retained in it due to the overlap of the nozzle channel with a magnesium rod. As a result of the reaction, the magnesium rod dissolves in an acid solution, after which the latter rushes through the released channel of the nozzle and the perforated nozzle into the filter, creating a so-called acid pulse, i.e. an increase in the injection rate is achieved under the influence of hydrostatic pressure. The pressure created at the bottom of a heavily drained well contributes to a significantly greater penetration of the active acid solution into the formation compared to conventional acid treatment.

The design of this device has the following advantages:

- 1) the fitting opens without using a lifting tractor;
- 2) the acid treatment process can be carried out in wells with a sump (pocket below the filter zone) of considerable length;
- 3) in the presence of a sand plug or the construction of objects at the bottom, there is no danger of pipe sticking.

It is noted that the comparison of two groups of numbers can be valid if the difference in their means is not significant. The indicated groups of numbers were processed, as a result of which it was established that the population represented by them is different. As it can be seen, the efficiency of acid treatments by pulsing is greater than the efficiency of thermoacid treatments according to the results of calculations of both the increase in oil production and the duration of the wells at increased production.

Способ термокислотного импульсирования предназначался изначально для сильно-дренированных скважин. Но, как показала практика, его можно успешно применять и при обработке скважин других категорий, причем в зависимости от диаметра эксплуатационной колонны и диаметра реактора (кожуха) расход кислоты может быть изменен. Обычно применяется 114-мм реактор, но для 114- или 127-мм эксплуатационной колонны можно использовать реактор диаметром 48 или 88 мм, соответственно удлиненный для

сохранения необходимой емкости, чтобы уместить нужное количество магниевой стружки.

Наконечник (рисунок 1, а), несмотря на простоту своей конструкции, все же имел существенный недостаток: раскрытие клапана было сопряжено с допуском хвостовика до забоя. В условиях пескопроявлений, когда в процессе эксплуатации скважин песок скапливается на забое, спуск хвостовика до упора в забой связан с опасностью прихвата труб. Поэтому был предложен и внедрен новый специальный наконечник [1–6]. Основная часть

Key words

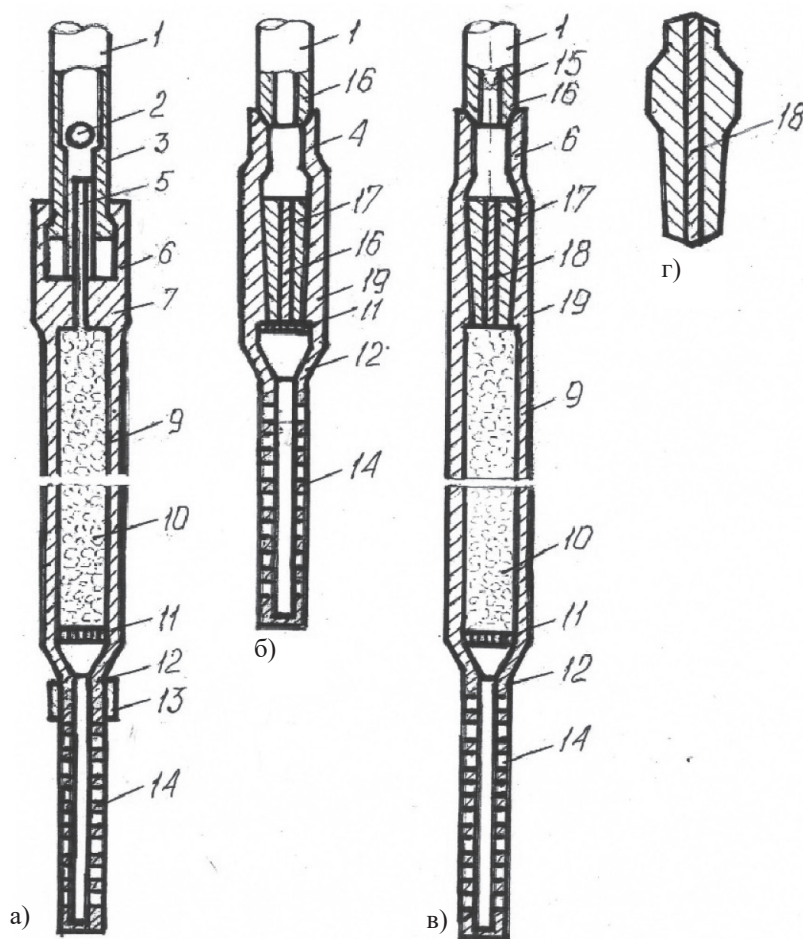
thermoacid effect impact;
impulse; reactor, magnesium rod;
branch pipe; shank

этого наконечника представляет собой штуцер, канал которого закрыт магниевым стержнем (рисунок 1, в).

Хорошие результаты дало внедрение способа кислотного импульсирования, предусматривающего использование специального наконечника, в котором канал штуцера полностью закрыт магниевым стержнем (рисунок 1, б) [7–12]. Наконечник спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах до тех пор, пока перфорированный патрубок не установится против эксплуатационного объекта (в этом случае не нужно, чтобы патрубок упирался в забой). Затем в колонну насосно-компрессорных труб заливают кислотный раствор, который удерживается в ней вслед-

ствие перекрытия канала штуцера магниевым стержнем.

В результате реакции магниевый стержень растворяется в кислотном растворе, после чего последний устремляется через освободившийся канал штуцера и перфорированный патрубок в фильтр, создавая так называемый кислотный импульс, т.е. достигается повышение скорости закачки под действием гидростатического давления. Давление, создающееся при этом на забое сильнодренированной скважины, способствует значительно большему проникновению активного кислотного раствора в пласт по сравнению с обычной кислотной обработкой.



а) реактор-наконечник для термокислотного импульсирования; б) наконечник для кислотного импульсирования; в) универсальный реактор-наконечник для кислотного и термокислотного импульсирования; г) конус с магниевым стержнем (сбрасываемый в скважину при многократной обработке)

1 — насосно-компрессорная труба; 2 — шарик клапана; 3 — седло клапана; 4 — муфта; 5 — соединительный патрубок; 6 — упорный патрубок; 7 — корпус клапана; 8 — муфта; 9 — реактор; 10 — магниевая стружка; 11 — фильтр (решетка); 12 — переводник; 13 — муфта; 14 — перфорированный патрубок-наконечник; 15 — седло для конуса с магниевым стержнем; 16 — соединительный патрубок (переводник); 17 — вкладыш штуцера; 18 — магниевый стержень; 19 — корпус штуцера

Рисунок 1. Реакторы-наконечники для кислотной и термокислотной обработки скважин методом импульсирования

Конструкция этого устройства имеет следующие преимущества:

- 1) штупер открывается без применения трактора-подъемника;
- 2) процесс кислотной обработки можно проводить в скважинах, имеющих зумпф (карман ниже фильтровой зоны) значительной длины;
- 3) при наличии песчаной пробки или построении предметов на забое отсутствует опасность прихвата труб.

Длину магниевого стержня подбирают по составленной нами номограмме (рисунок 2), в основу которой были положены лабораторные исследования растворения магниевого стержня длиной 10 мм и диаметром 10 мм (помещенного в патрон наподобие вкладыша) в 15 %-ом растворе соляной кислоты [6, 13–17]. При построении номограммы исходили из расчета, что полное растворение магниевого стержня должно наступить не раньше полной заливки труб кислотным раствором (в момент окончания последней).

Задавая длину и диаметр спускаемых в скважину насосно-компрессорных труб, определяем объем кислотного раствора.

Далее, задавая скорость слива кислотного раствора в насосно-компрессорные трубы (регулируемой открытием вентиля на автоцистерне), находим время заливки труб и длину магниевого стержня. Так, в указанном случае при скорости слива 1 л/с время заливки равно 53 мин, а длина стержня 17 мм.

Существенным недостатком способа кислотного импульсирования (как и термокислотного) является ограничение объема кислотного раствора емкостью спущенных насосно-компрессорных труб.

Следует заметить, что часто бывает целесообразно использовать больший объем раствора. Поэтому был предложен и внедрен способ многократного кислотного импульсирования без извлечения насосно-компрессорных труб из скважин. Для применения указанного способа предложен универсальный реактор-наконечник (рисунок 1, в, г).

Проведение многократного импульсирования стало возможным потому, что в комплекте нового реактора имеется ряд конусных седел, устанавливаемых последовательно в насосно-компрессорных трубах (на рисунке 1, в показано лишь одно седло 15); причем диаметр отверстия в каждом седле, расположенном выше, больше чем у седла, находящегося ниже. После проведения однократного кислотного импульсирования в насосно-компрессорные трубы забрасывается конус (рисунок 1, г), который перекрывает отверстие седла. Отверстие конуса заполнено магниевым стержнем 18. Затем можно снова заливать кислотный раствор в насосно-компрессорные трубы и т.д. (как при однократном кислотном импульсировании). Эту операцию можно повторять несколько раз, используя заранее установленные седла и забрасывая каждый раз соответствующие конусы с магниевыми стержнями (длина их во всех случаях определяется по номограмме, приведенной на рисунке 2) [18–21].

При многократном импульсировании число импульсов определяют исходя из выбранного объема кислотного раствора и объема раствора, который можно поместить в спущенные трубы. Последний определяют по левой части номограммы, приведенной на

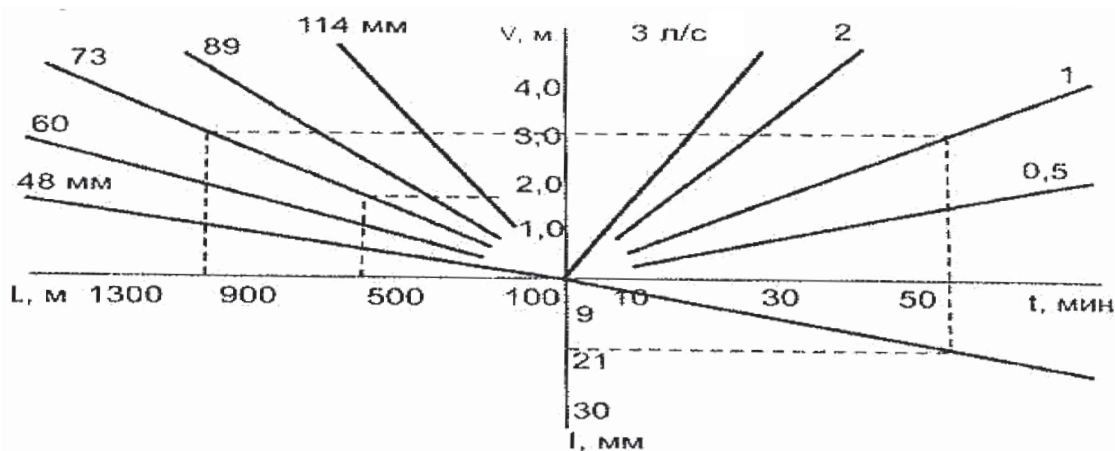


Рисунок 2. Номограмма для определения длины l магниевого стержня (при данных подвески — длине L и диаметре насосно-компрессорных труб), при которой он полностью растворяется лишь после окончания заливки насосно-компрессорных труб заданным объемом V кислотного раствора (при определенной скорости заполнения им труб)

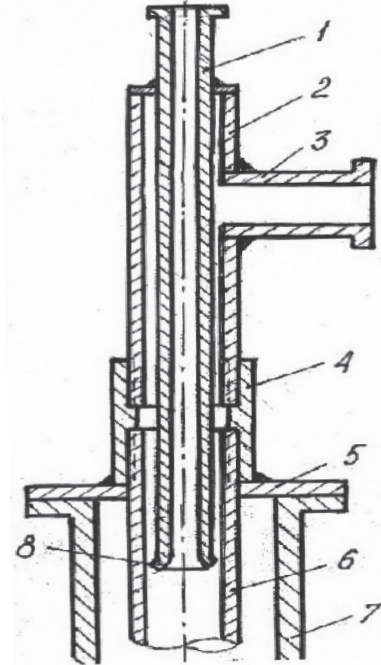
рисунке 2. Например, для 500 м 73-мм труб объем кислотного раствора, который может быть использован для одного импульса, составит не более 1,75 м³. Если при проведении кислотной обработки целесообразно использовать 3,5 м³ раствора, то количество импульсов определится как частное от деления 3,5 на 1,75, будет равно 2.

В сильнодренированных скважинах целесообразно сначала провести термокислотное импульсирование (особенно если из них добывалась парафинистая нефть). Для этого можно использовать универсальный реактор-наконечник (рисунок 1, в). После термокислотного импульсирования можно, не поднимая труб, проводить нужное количество раз кислотное импульсирование. Для этого надо предварительно установить в насосно-компрессорных трубах необходимое число седел 15 (рисунок 1, в) и забрасывать перед каждой кислотной импульсной обработкой соответствующий конус с магниевым стержнем (рисунок 1, з).

При использовании обычной заливочной головки поршнеобразное движение раствора в трубах вызывало периодические прорывы воздуха к устью скважины. При этом воздух увлекал за собой и кислотный раствор, поэтому приходилось периодически прекращать заливку раствора в трубы.

Предложена специальная заливочная головка (рисунок 3). Внешний 73-мм патрубок 2 головки имеет отвод 3 для слива кислотного раствора в насосно-компрессорные трубы 6,

а внутренний 48-мм патрубок 1 служит для выхода вытесняемого в атмосферу воздуха. После того как спущены трубы и на них установлена указанная головка, через отвод 3 сливается кислотный раствор. Попадая в кольцевое пространство, раствор вначале стекает по направляющим 8, а затем по стенкам насосно-



1 — 48-мм патрубок; 2 — 73-мм патрубок; 3 — 73-мм отвод; 4 — посадочная муфта; 5 — планшайба; 6 — насосно-компрессорная труба; 7 — эксплуатационная колонна; 8 — направляющие для стока кислотного раствора

Рисунок 3. Универсальная устьевая головка для кислотной и термокислотной обработки скважин методом импульсирования

Таблица 1. Вероятность эффективности операций

Операции	По результатам вычислений прироста дебита		По результатам вычисления продолжительности работы скважины на повышенном дебите	
	Термокислотные обычные	Термокислотные импульсные	Термокислотные обычные	Термокислотные импульсные
Высокоэффективные	9	22	7	11
Эффективные	11	34	20	23
Неэффективные	80	44	73	66

компрессорных труб 6. Вытесняемый воздух занимает центральное положение и удаляется через патрубок 1. В результате внедрения такой головки исключены потери времени на слив в трубы кислотного раствора, а также потери последнего из-за выбросов (вместе с воздухом), загрязнение устья скважины и обеспечивается безопасность труда работников, занятых импульсной кислотной обработкой.

В целях установления эффективности импульсных термокислотных обработок по сравнению с операциями простых термокислотных работ определена вероятность удачных операций. При этом асимметричное распределение скважин по эффективности было выровнено при помощи распределения Шарлье [22–25].

Результаты вычисления вероятности удачных исходов при импульсных термокислот-

ных обработках приведены в таблице 1, где также для сопоставления указана и вероятность эффективности обычных термокислотных обработок, подсчитанных выше.

Выводы

Следует отметить, что сопоставление двух групп чисел может быть справедливым при условии, когда отличие их средних незначительно. Указанные группы чисел были обра-

ботаны, в результате чего установлено, что совокупность, представленная ими, различна. Как видно из таблицы 1, эффективность операций по кислотным обработкам путем импульсирования больше эффективности термокислотных обработок по результатам вычислений как прироста дебита нефти, так и продолжительности работы скважин на повышенном дебите.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Глущенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисова А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. Уфа: Гилем, 2010. 387 с.
2. Fedorov K.M., Kadochnikova L.M., Pichugin O.N., Chebakov A.A. Analytical Technique for Gel Treatment Prediction of Production and Injection Wells in a Stratified Reservoir // *Iranian Journal of Science and Technology*. 2002. Vol. 26. No. 2. P. 205–216.
3. Хабибуллин М.Я., Сидоркин Д.И. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкостей в скважину // *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2016. № 3. С. 27–32. DOI: 10.5510/OGP20160300285.
4. Zaichenko A.Yu., Glazov S.V., Salgansky E.A. Filtration Combustion of Viscous Hydrocarbon Liquids // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. 2017. Vol. 51. P. 673–679. DOI: 10.1134/S0040579517050396.
5. Orlov M.S., Roschin P.V., Struchkov I.A., Litvin V.T. The Application of X-ray Micro Computed Tomography (Micro-CT) of Core Sample for Estimation of Physicochemical Treatment Efficiency // *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. 2015. SPE-176600-MS. DOI: 10.2118/176600-MS.
6. Хабибуллин М.Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевого импульсной закачке жидкости в скважину // *Нефтегазовое дело*. 2018. Т. 16. № 6. С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo2018-6-34-39.
7. Dubinsky G.S. About the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks under Wave Impact on Them // *Collection of Scientific Papers. The Development of Science in the 21st Century: Natural and Technical Sciences*. Ron Bee and Associates. New York, USA. 2015. P. 51–56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.
8. Мухаметшин В.В., Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Султанов Ш.Х., Ахметов Р.Т. Использование принципов системного геолого-технологического прогнозирования при обосновании методов воздействия на пласт // *Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР*. 2016. № 3. С. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.
9. Nsoga V.N., Hona J., Pemha E. Numerical Simulation of Heat Distribution with Temperature-Dependent Thermal Conductivity in a Two-Dimensional Liquid Flow // *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*. 2017. Vol. 18. Issue 6. P. 507–513. DOI: 10.1515/ijnsns-2016-0163.
10. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Шевчук Т.Н., Рошин П.В. Кислотная обработка призабойной зоны пласта баженовской свиты после проведения гидроразрыва пласта // *Нефтяное хозяйство*. 2018. № 4. С. 70–73. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-70-73.
11. 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. P. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.
12. Zhang H., Liang Y., Zhou X. Sensitivity Analysis and Optimal Operation Control for Large-Scale Water Flooding Pipeline Network of Oilfield // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 154. P. 38–48.
13. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Selection of Optimal Design of a Universal Device for Nonstationary Pulse Pumping of Liquid in a Reservoir Pressure Maintenance System // *Chemical and Petroleum Engineering*. 2018. Vol. 54. Issue 3–4. P. 225–232. DOI: 10.1007/s10556-018-0467-2.
14. Ямалетдинова К.Ш., Халадов А.Ш., Дудников Ю.В., Ямалетдинова А.А., Габдуллин А.Р. Эффективность кислотных обработок нагнетательных скважин // *Успехи современного естествознания*. 2017. № 12. С. 278–283. URL: <http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=36642> (дата обращения: 24.06.2020).
15. 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.
16. Meigmanov A., Nekrasova I., Mathematical Models of a Hydraulic Shock // *Journal of Mathematical Analysis and Applications*. 2013. Vol. 408. Issue 1. P. 76–90. DOI: 10.1016/j.jmaa.2013.05.024.
17. Гилаев Г.Г., Горбунов В.В., Кузнецов А.М., Гусаков В.Н., Телин А.Г. Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО НК «Роснефть» // *Нефтяное хозяйство*. 2012. № 11. С. 22–24.
18. Assem A.I., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A. Formation Damage due to Iron Precipitation in Carbonate Rocks // *European Formation Damage: Materials of SPE Conference and Exhibition*. Noordwijk, Netherlands. 2013. SPE-165203-MS. DOI: 10.2118/165203-MS.
19. Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Федорченко Г.Д., Колесников В.А., Кологреев И.А. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса самарской области: история открытия и перспективы поиска // *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 10. С. 38–40.
20. Хабибуллин М.Я. Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины // *Нефтегазовое дело*. 2019. Т. 17. № 3. С. 80–86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86.
21. 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. SPE-176574-MS. DOI: 10.2118/176574-MS.
22. Rabie A.I., Nasr-El-Din H.A. Sodium Gluconate as a New Environmentally Friendly Iron Controlling Agent for HP/HT Acidizing Treatments // *Middle East Oil and Gas:*

Materials of SPE Show and Conference. Manama, Bahrain. 2015. SPE-172640-MS. DOI: 10.2118/172640-MS.

23. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Рошин П.В. Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженновской свиты Пальняновского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. № 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/11/36_2015.pdf (дата обращения: 25.06.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2015.

24. Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И. Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 5. С. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98.

25. Abdyukova R.Y. Studies on Operation and Types of Drilling Pump Valves // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 2019. P. 012050. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012050.

REFERENCES

1. Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ya., Denisova A.V. *Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reaktsii, dizain* [Acid Treatments: Compositions, Reaction Mechanisms, Design]. Ufa, Gilem Publ., 2010. 387 p. [in Russian].

2. Fedorov K.M., Kadochnikova L.M., Pichugin O.N., Chebakov A.A. Analytical Technique for Gel Treatment Prediction of Production and Injection Wells in a Stratified Reservoir. *Iranian Journal of Science and Technology*, 2002, Vol. 26, No. 2, pp. 205–216.

3. Khabibullin M.Ya., Sidorkin D.I. Opredelenie parametrov kolebaniy kolonny nasosno-kompressornykh trub pri impul'snoi zakachke zhidkostei v skvazhinu [Determination of Tubing String Vibration Parameters under Pulsed Injection of Fluids into the Well]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNGAR — SOCAR Proceedings*, 2016, No. 3, pp. 27–32. DOI: 10.5510/OGP20160300285. [in Russian].

4. Zaichenko A.Yu., Glazov S.V., Salgansky E.A. Filtration Combustion of Viscous Hydrocarbon Liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 2017, Vol. 51, pp. 673–679. DOI: 10.1134/S0040579517050396.

5. Orlov M.S., Roschin P.V., Struchkov I.A., Litvin V.T. The Application of X-ray Micro Computed Tomography (Micro-CT) of Core Sample for Estimation of Physicochemical Treatment Efficiency. *Materials of SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia, 2015, SPE-176600-MS. DOI: 10.2118/176600-MS.

6. Khabibullin M.Ya. Issledovanie protsessov, proiskhodiyashchikh v kolonne trub pri ust'evoi impul'snoi zakachke zhidkosti v skvazhinu [Research of Processes in a Pipe String at a Wellhead Pulse Injection of Liquid to a Well]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 6, pp. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo2018-6-34-39. [in Russian].

7. Dubinsky G.S. About the Response of Fractal Structures of Fluid-Saturated Reservoir Rocks under Wave Impact on Them. 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.

8. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskii G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. Ispol'zovanie printsipov sistemnogo geologo-tehnologicheskogo prognozirovaniya

pri obosnovanii metodov vozdeistviya na plast [The Usage of Principles of System Geological-Technological Forecasting in the Justification of the Recovery Methods]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNGAR — SOCAR Proceedings*, 2016, No. 3, pp. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288. [in Russian].

9. Nsoga V.N., Hona J., Pemha E. Numerical Simulation of Heat Distribution with Temperature-Dependent Thermal Conductivity in a Two-Dimensional Liquid Flow. *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, 2017, Vol. 18, Issue 6, pp. 507–513. DOI: 10.1515/ijnsns-2016-0163.

10. Litvin V.T., Strizhnev K.V., Shevchuk T.N., Roshchin P.V. Kislotnaya obrabotka prizaboinoi zony plasta bazhenovskoi svity posle provedeniya gidrorazryva plasta [The Acid Treatment of the Well on Bazhenov Oil Formation after Hydraulic Fracturing Operation]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2018, No. 4, pp. 70–73. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-70-73. [in Russian].

11. 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, pp. 012065. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012065.

12. Zhang H., Liang Y., Zhou X. Sensitivity Analysis and Optimal Operation Control for Large-Scale Water Flooding Pipeline Network of Oilfield. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2017, Vol. 154, pp. 38–48.

13. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Selection of Optimal Design of a Universal Device for Nonstationary Pulse Pumping of Liquid in a Reservoir Pressure Maintenance System. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 54, Issue 3–4, pp. 225–232. DOI: 10.1007/s10556-018-0467-2.

14. Yamaletdinova K.Sh., Khaladov A.Sh., Dudnikov Yu.V., Yamaletdinova A.A., Gabdullin A.R. Effektivnost' kislotnykh obrabotok nagnetatel'nykh skvazhin [Estimating Efficiency of Injection Wells Acid Treatment]. *Uspekhi sovremennogo estestvoznaniya — Advances in Current Natural Sciences*, 2017, No. 12, pp. 278–283. Available at: <http://www.natural-sciences.ru/ru/article/view?id=36642> (accessed 24.01.2020). [in Russian].

15. Gilayev G.G., Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Zavorotnyi V.L., Zavorotnyi A.V. Primenenie termostoikikh zhidkostei glusheniya na osnove neftnykh 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].

16. Meirmanov A., Nekrasova I. Mathematical Models of a Hydraulic Shock. *Journal of Mathematical Analysis and Applications*, 2013, Vol. 408, Issue 1, pp. 76–90. DOI: 10.1016/j.jmaa.2013.05.024.

17. Gilayev G.G., Gorbunov V.V., Kuznetsov A.M., Gusakov V.N., Telin A.G. Povyshenie effektivnosti ispol'zovaniya khimicheskikh reagentov v OAO NK «Rosneft» [Increasing the Efficiency of Chemicals in Rosneft Oil Company]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2012, No. 11, pp. 22–24. [in Russian].

18. Assem A.I., Nasr-El-Din H.A., De Wolf C.A. Formation Damage due to Iron Precipitation in Carbonate Rocks. *Materials of SPE Conference and Exhibition «European Formation Damage»*. Noordwijk, Netherlands, 2013, SPE-165203-MS. DOI: 10.2118/165203-MS.

19. Gilaev G.G., Manasyan A.E., Fedorchenko G.D., Kolesnikov V.A., Kologreev I.A. Neftyanye zalezhi v karbonatnykh otlozheniyakh famenskogo yarusa samarskoi oblasti: istoriya otkrytiya i perspektivy poiska [Oil-Bearing Reservoirs in Carbonate Reefs of Famennian Stage on the Territory of Samara Region: Discovery History and Exploration Prospects]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 38–40. [in Russian].

20. Khabibullin M.Ya. Sistematizirovannyi podkhod k metodam zakachki vody v nagnetatel'nye skvazhiny [Systematization of Methods of Water Injection in Wells]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 3, pp. 80–86. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-3-80-86. [in Russian].

21. 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, SPE-176574-MS. DOI: 10.2118/176574-MS.

22. Rabie A.I., Nasr-El-Din H.A. Sodium Gluconate as a New Environmentally Friendly Iron Controlling Agent for HP/HT Acidizing Treatments. *Materials of SPE Show and Conference «Middle East Oil and Gas»*. Manama, Bahrain, 2015, SPE-172640-MS. DOI: 10.2118/172640-MS.

23. Litvin V.T., Strizhnev K.V., Roshchin P.V. Oso-bennosti stroeniya i intensivatsii pritokov nefli v slozhnykh kollektorakh bazhenovskoi svity Pal'yanovskogo mestorozhdeniya [Features of Geological Structure and Stimulation of Complex Oil Reservoirs of Bazhenov Formation, Palyanovsk Oil Field]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika — Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies*, 2015, Vol. 10, No. 3. URL: http://www.ngtp.ru/rub/11/36_2015.pdf (accessed 25.06.2020). DOI: 10.17353/2070-5379/36_2015. [in Russian].

24. Khabibullin M.Ya., Suleimanov R.I. Povyshenie nadezhnosti svarnykh soedinenii truboprovodov v sisteme podderzhaniya plastovogo davleniya [Increasing the Reliability of Welded Pipeline Connections in Reservoir Pressure Maintenance System]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2019, Vol. 17, No. 5, pp. 93–98. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-5-93-98. [in Russian].

25. Abdyukova R.Y. Studies on Operation and Types of Drilling Pump Valves. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2019, pp. 012050. DOI: 10.1088/1757-899X/560/1/012050.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Хабибуллин Марат Яхиевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Нефтепромысловые машины и оборудование», УГНТУ, филиал, г. Октябрьский, Республика Башкортостан, Российская Федерация

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

e-mail: m-hab@mail.ru

Гилаев Гани Гайсинович, д-р техн. наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела, Институт нефти, газа и энергетики, КубГТУ, г. Краснодар, Российская Федерация

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

e-mail: gggilaev@gmail.com