

МЕТОД ТЕРМОКИСЛОТНОГО ИМПУЛЬСИРОВАНИЯ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

THERMO ACID IMPULSING METHOD FOR OIL RECOVERY INCREASING

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

Скорость закачки, создаваемая агрегатами, не обеспечивает равномерного нагрева раствора кислоты при термокислотных образцах. Первая порция раствора перегревается, а последующие оказываются недостаточно нагретыми. Поэтому эффективность кислотных и термокислотных обработок сильно дренированных скважин с низким пластовым давлением довольно низкая. Для повышения эффективности предложен метод кислотного и термокислотного импульсирования, разработана методика его применения и созданы несложные конструкции необходимого подземного и наземного оборудования скважин (реакторы-наконечники и универсальная устьевая головка). Способ термокислотного импульсирования основан на применении специального реактора-наконечника. Реактор, основными узлами которого являются клапан и собственно реактор, заполненный магниевой стружкой, спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах до упора в забой своим перфорированным патрубком-наконечником. Объем раствора, заливаемого в насосно-компрессорные трубы при термокислотной обработке методом импульсирования, зависит от их длины и внутреннего диаметра. Обычно он принимается равным 1,2–2,0 м³. Если в скважине, намеченной для проведения термокислотной обработки методом импульсирования, фильтр или его некоторая часть оказывались перекрытыми песчаной пробкой, то их предварительно очищали желонкой, не вскрывая зумпфа.

Термокислотную (как и кислотную) обработку скважины методом импульсирования проводят без применения насосного агрегата, что позволяет значительно сократить расходы. Ускорение движения кислотного раствора, нагрев всего объема до нужной температуры и создание давления (за счет веса столба раствора) способствуют увеличению глубины проникновения и эффективности воздействия кислоты на пласт.

На основании проведенных опытов получены следующие выводы.

- 1) Процесс термокислотного импульсирования для достижения равномерного нагрева кислотного раствора регулируется путем:
 - а) повышения давления прокачки (напор регулируется столбом жидкости, заливаемой в трубы);
 - б) уменьшения скорости закачки; скорость прохождения раствора из колонны насосных труб через реактор с магниевой стружкой вначале оказывается гораздо выше скорости, создаваемой при закачке кислотного раствора агрегатом; затем по мере падения уровня кислоты в трубах скорость истечения ее снижается; в результате достигается равномерный прогрев кислотного раствора до требуемой температуры.

Ключевые слова

нефтеотдача; раствор;
кислотная обработка;
термокислотная обработка;
импульсирование

2) Ингибирование HCl формалином и униколом тормозит реакцию. Однако только уникол способен растянуть реагирование HCl с магнием на необходимое время, в течение которого протекает весь процесс прокачки кислоты через сопла.

Таким образом, наиболее подходящим кислотным раствором для термокислотного импульсирования является 15%-ая HCl, ингибированная униколом.

The injection rate created by the units does not provide uniform heating of the acid solution of thermal acid samples. The first portion of the solution is overheated, and the subsequent ones turn out to be insufficiently heated. Therefore, the efficiency of acid and thermal acid treatments of highly drained wells with low reservoir pressure is rather low. To increase the efficiency, a method of acid and thermal acid impulses was proposed, a methodology for its application was developed, and simple structures for the necessary underground and ground equipment for wells were developed (tip reactors and a universal wellhead). The method of thermal acid pulsation is based on the use of a special tip reactor. The reactor, the main components of which are the valve and the reactor itself, filled with magnesium chips, is lowered into the well on tubing until it stops in the bottom with its perforated nozzle-tip. The volume of solution poured into the tubing during thermal acid treatment by pulsation depends on their length and internal diameter. Usually it is assumed 1.2–2.0 m³. If in a well planned for thermal acid treatment by pulsation, the filter or some part of it turned out to be blocked by a sand plug, then they were preliminarily cleaned with a bailer without opening the sump.

Thermal acid (as well as acid) well treatment by impulsing is carried out without the use of a pumping unit, which can significantly reduce costs. Accelerating the movement of the acid solution, heating the entire volume to the desired temperature and creating pressure (due to the weight of the column of solution) increase the depth of penetration and the effectiveness of the effect of acid on the formation.

Based on the experiments, the following conclusions were drawn.

1) The process of thermal acid pulsation to achieve uniform heating of the acid solution is controlled by:

- a) increase in pumping pressure (the pressure is regulated by a column of liquid filled into the pipes);
- b) reduce the download speed; the speed of passage of the solution from the column of pumping pipes through the reactor with magnesium chips is initially much higher than the speed created by the injection of the acid solution by the unit; then, as the level of acid in the pipes drops, its outflow rate decreases; as a result, uniform heating of the acid solution to the required temperature is achieved.

2) Inhibition of HCl with formalin and Unicol inhibits the reaction. However, only Unicol is able to stretch the reaction of HCl with magnesium for the required time, during which the entire process of pumping acid through nozzles proceeds.

Thus, the most suitable acidic solution for thermal acid pulsation is 15% HCl, inhibited by Unicol.

Скорость закачки, создаваемая агрегатами, не обеспечивает равномерного нагрева раствора кислоты при термокислотных образцах. Первая порция раствора перегревается, а последующие оказываются недостаточно нагретыми. Поэтому эффективность кислотных и термокислотных обработок сильно дренированных скважин с низким пластовым давлением довольно низкая [1–9]. Для повышения эффективности предложен метод кислотного и термокислотного импульсирования, разработана методика его применения и созданы

несложные конструкции необходимого подземного и наземного оборудования скважин (реакторы-наконечники и универсальная устьевая головка).

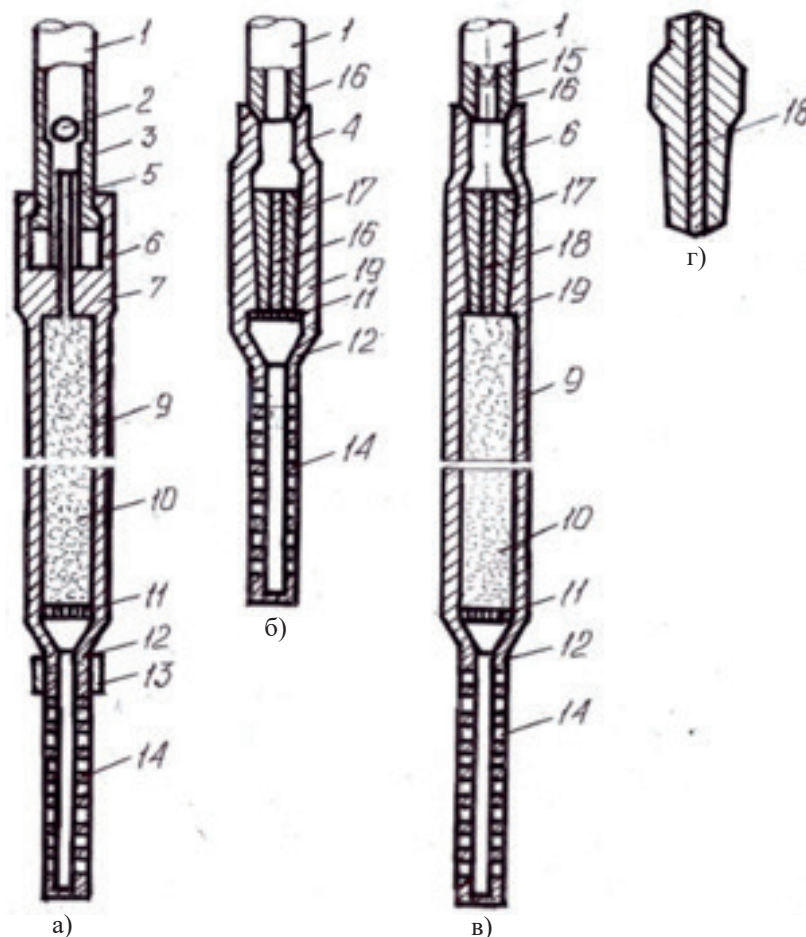
Способ термокислотного импульсирования основан на применении специального реактора-наконечника (рисунок 1). Реактор, основными узлами которого являются клапан и собственно реактор, заполненный магниевой стружкой, спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах до упора в забой своим перфорированным патрубком-наконечником.

Key words

oil recovery; solution;
acid treatment;
thermo-acid treatment;
pulsation

В момент упора шток корпуса клапана поднимает шарик с седла клапана, и кислотный раствор, предварительно залитый в насосно-компрессорные трубы, проникает в прифильтовую зону продуктивного пласта. Скорость прохождения раствора из колонны насосных труб через реактор с магниевой стружкой вначале гораздо выше скорости, которая создава-

лась при закачке кислотного раствора агрегатом. Затем по мере снижения уровня кислотного раствора в трубах скорость его вытекания снижается. Таким образом, достигается равномерный прогрев кислотного раствора до требуемой примерно постоянной температуры [10–15].



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)

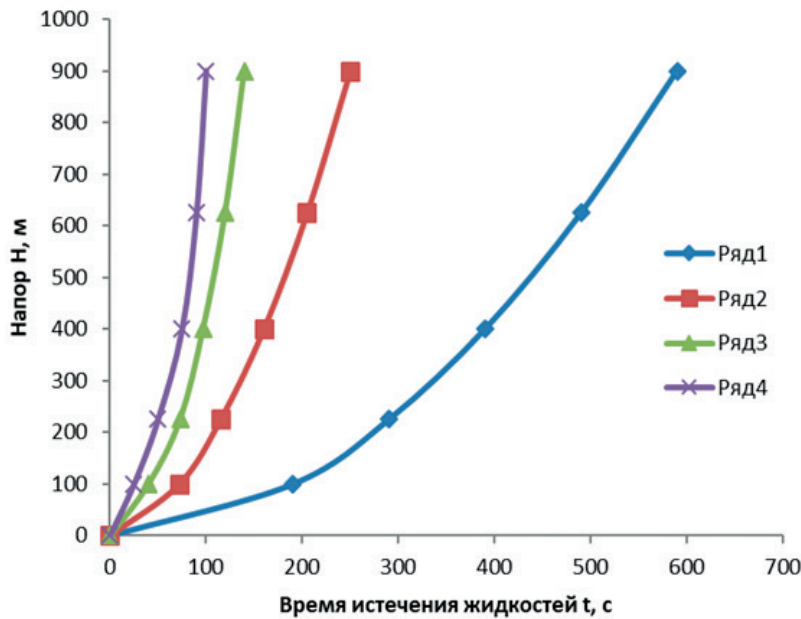
1 — насосно-компрессорная труба; 2 — шарик клапана; 3 — седло клапана; 4 — муфта; 5 — соединительный патрубок; 6 — упорный патрубок; 7 — корпус клапана; 8 — муфта; 9 — реактор; 10 — магниевая стружка; 11 — фильтр (решетка); 12 — переводник; 13 — муфта; 14 — перфорированный патрубок-наконечник; 15 — седло 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

Следует отметить, что в скважинах до термокислотной обработки методом импульсирования безуспешно проводились обычные кислотные и термокислотные обработки. Скорость истечения кислотного раствора из насосно-компрессорных труб после открытия клапана реактора-наконечника при проведе-

нии термокислотного импульсирования показана на рисунке 2.

Объем раствора, заливаемого в насосно-компрессорные трубы при термокислотной обработке методом импульсирования, зависит от их длины и внутреннего диаметра. Обычно он принимается равным 1,2–2,0 м³.



Ряд 1: $d = 10$ мм; Ряд 2: $d = 15$ мм; Ряд 3: $d = 20$ мм; Ряд 4: $d = 25$ мм

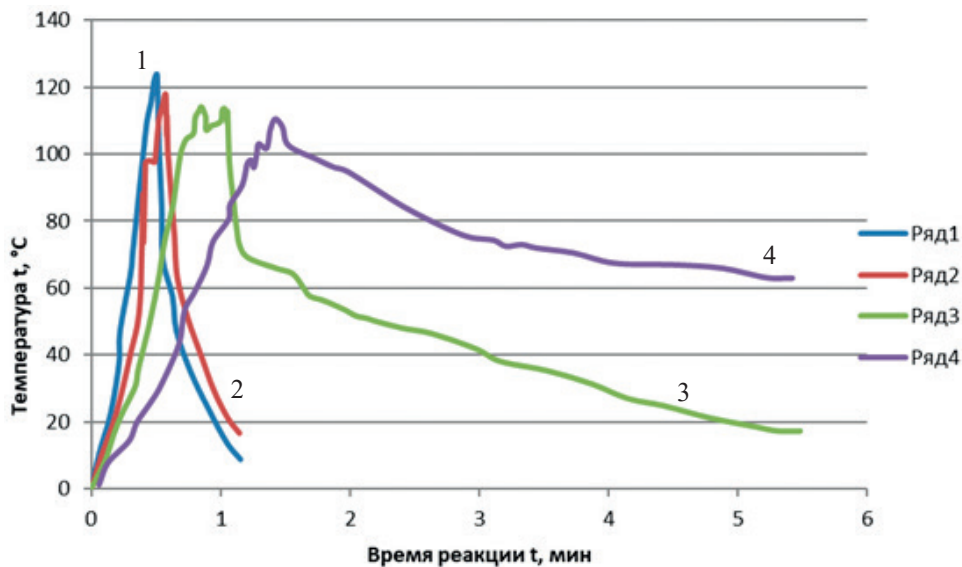
Рисунок 2. Расчетное время t истечения жидкости из 73-миллиметровых труб при переменном напоре H в зависимости от диаметра штуцера d

Если в скважине, намеченной для проведения термокислотной обработки методом импульсирования, фильтр или его некоторая часть оказывались перекрытыми песчаной пробкой, то их предварительно очищали желонкой, не вскрывая зумпфа [16–19].

Термокислотную (как и кислотную) обработку скважины методом импульсирования проводят без применения насосного агрегата, что позволяет значительно сократить расходы.

Ускорение движения кислотного раствора, нагрев всего объема до нужной температуры и создание давления (за счет веса столба раствора) способствуют увеличению глубины проникновения и эффективности воздействия кислоты на пласт.

На рисунке 3 показаны термограммы, снятые при импульсной прокачке кислоты (с переменным напором) через стружку магния.



Ряд 1 — 10 %-ая HCl со стружкой магния;
 Ряд 2 — 15 %-ая HCl со стружкой магния;
 Ряд 3 — 15 %-ая HCl, ингибированная формалином;
 Ряд 4 — 15 %-ая HCl, ингибированная уникомолом

Рисунок 3. Термограммы, снятые на стендовой установке в процессе термокислотного импульсирования при реакции

Соляная кислота 15 %-ой концентрации препарировалась формалином и униколом. Известно, что время реакции соляной кислоты с магнием зависит от присутствия в кислотном растворе этих ингибиторов. Применение уникола для ингибирования кислоты,

которая идет на термохимическую часть процесса, тормозит реакцию, особенно при повышенном давлении, почти в 20 раз [20–24].

После каждой опытной прокачки соляной кислоты фиксировалась остаточная кислотность раствора (таблица 1).

Таблица 1. Остаточная кислотность раствора после термокислотного импульсирования

Кислотный раствор	Остаточное содержание HCl после реакции с магнием, %
10 %-ая HCl	9,5
15 %-ая HCl	13,7
15 %-ая HCl, ингибированная формалином	12,9
15 %-ая HCl, ингибированная униколом	12,4

Выводы

На основании проведенных опытов можно сделать следующие выводы.

1) Процесс термокислотного импульсирования для достижения равномерного нагрева кислотного раствора регулируется путем:

а) повышения давления прокачки (напор регулируется столбом жидкости, заливаемой в трубы);

б) уменьшения скорости закачки; скорость прохождения раствора из колонны насосных труб через реактор с магниевой стружкой вначале оказывается гораздо выше скорости, создаваемой при закачке кислотного раствора агрегатом; затем по мере падения уровня

кислоты в трубах скорость истечения ее снижается; в результате достигается равномерный прогрев кислотного раствора до требуемой температуры.

2) Ингибирование HCl формалином и униколом тормозит реакцию. Однако только уникол способен растянуть реагирование HCl с магнием на необходимое время, в течение которого протекает весь процесс прокачки кислоты через сопла.

Таким образом, наиболее подходящим кислотным раствором для термокислотного импульсирования является 15 %-ая HCl, ингибированная униколом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Шевчук Т.Н., Роцин 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.

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. 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).

6. 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.

7. Meirmanov 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.

8. 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/ngdelo 2018-6-34-39.

9. Глущенко В.Н., Пташко О.А., Харисов Р.Я., Денисова А.В. Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. Уфа: Гилем, 2010. 387 с.

10. 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.

11. Хабибуллин М.Я., Сидоркин Д.И. Определение параметров колебаний колонны насосно-компрессорных труб при импульсной закачке жидкости в скважину // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКР. 2016. № 3. С. 27–32. DOI: 10.5510/OGP20160300285.

12. 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.

13. 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.

14. 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.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. Литвин В.Т., Стрижнев К.В., Рощин П.В. Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского 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.

21. 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.

22. 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. P. 51–56. DOI: 10.17809/06(2015)-06.

23. 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 ГНКР. 2016. № 3. С. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288.

24. 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.

REFERENCES

1. 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].

2. 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.

3. 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.

4. 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.

5. 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].

6. Gilaev G.G., Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Zavorotnyi V.L., Zavorotnyi A.V. Primenenie termostoikikh zhidkosti 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].

7. 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.

8. 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]. *Neftgazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2018, Vol. 16, No. 6, pp. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo2018-6-34-39. [in Russian].

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

10. 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.

11. Khabibullin M.Ya., Sidorkin D.I. Opredelenie parametrov kolebaniy kolonny nasosno-kompressornykh trub pri impul'snoi zakachke zhidkosti v skvazhinu [Determination of Tubing String Vibration Parameters under Pulsed Injection of Fluids into the Well]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2016, No. 3, pp. 27–32. DOI: 10.5510/OGP20160300285. [in Russian].
12. 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.
13. 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.
14. Gilaev 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].
15. 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.
16. 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].
17. 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].
18. 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.
19. 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.
20. Litvin V.T., Strizhnev K.V., Roshchin P.V. Osobennosti stroeniya i intensifikatsii pritokov nefti 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].
21. 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].
22. 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.
23. Mukhametshin V.V., Andreev V.E., Dubinskii G.S., Sultanov Sh.Kh., Akhmetov R.T. Ispol'zovanie printsipov sistemnogo geologo-tekhnologicheskogo 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 GNKAR — SOCAR Proceedings*, 2016, No. 3, pp. 46–51. DOI: 10.5510/OGP20160300288. [in Russian].
24. 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.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ABOUT THE AUTHOR

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, Otkyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

e-mail: m-hab@mail.ru