СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗБИРАТЕЛЬНОЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ СКВАЖИН

EQUIPMENT AND TECHNOLOGIES IMPROVEMENT FOR SELECTIVE ACID WELL TREATMENT

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

Этот способ основан на получении следующего эффекта. В выбранном пропластке или участке пласта при помощи гидropескоструйной перфорации образовывается канал, в который затем через насадку перфоратора нагнетается кислотный раствор. Входящая в канал струя кислотного раствора препятствует выходу этого раствора из канала, как бы «запирая» его.

В скважину спускают гидropескоструйный перфоратор, устанавливая против выбранного интервала обработки, и гидравлические фиксаторы, необходимые для строгого удержания перфоратора. Смещение последнего исключает возможность избирательной обработки. После обычного гидropескоструйного вскрытия и промывки скважины от песка, не изменяя положения перфоратора, в трубы прокачивают кислотный раствор, который, входя в образованный канал, фильтруется через его стенки в обрабатываемый участок пласта. Часть кислоты, которая после окончания обработки скопилась в стволе скважины, продавливается в пласт продавочной жидкостью через кольцевое пространство. Фиксатор ФГ предназначен для предупреждения обрыва и снятия растягивающих напряжений в колонне труб при гидropескоструйном вскрытии, а также для фиксации при центрировании перфоратора в заданном интервале обработки.

После обычного гидropескоструйного вскрытия и промывки скважины от песка, не изменяя положения перфоратора, в трубы прокачивают кислотный раствор, который, входя в образованный канал, фильтруется через его стенки в обрабатываемый участок пласта. Часть кислоты, которая после окончания обработки скопилась в стволе скважины, продавливается в пласт продавочной жидкостью через кольцевое пространство. Фиксатор ФГ предназначен для предупреждения обрыва и снятия растягивающих напряжений в колонне труб при гидropескоструйном вскрытии, а также для фиксации при центрировании перфоратора в заданном интервале обработки.

Иногда кислотные обработки оказываются безуспешными, так как призабойная зона сильно засорена. В этих случаях применяют гидрокислотный разрыв. Однако его проведение ограничивается высокими давлениями, необходимыми для продавливания кислоты через плохо проницаемую зону, или же требует специального оборудования (пакеры, якоря, устьевая арматура, насосные агрегаты высокого давления и т.д.).

Увеличить время истощения кислотного раствора, т.е. замедлить скорость реакции, можно, добавив в раствор специальные реагенты. Так, весьма эффективным понизителем скорости реакции является

Ключевые слова

пласт; кислотный раствор;
перфоратор; канал;
пескоструйный агрегат

препарат синтанол ДС-10 ТУ 2483-016-71150986-2012 (представляет собой неионогенный ПАВ и предназначен для применения в качестве эффективного поверхностно-активного вещества). Добавка его в количестве 0,5 % (по весу от объема раствора) может снизить скорость реакции в 2,7 раза.

This method is based on the following effect. A channel is formed in the selected layer or section of the formation by hydro sandblasting, into which an acid solution is then pumped through the perforator nozzle. The stream of acid solution entering the channel prevents this solution from exiting the channel, as if «locking» it. A sandblasting hammer is lowered into the well, setting against the selected processing interval, and hydraulic clamps are necessary for strict retention of the hammer. The displacement of the latter eliminates the possibility of selective processing. After the usual sandblasting and flushing the well from sand, without changing the position of the perforator, an acid solution is pumped into the pipes, which, entering the formed channel, is filtered through its walls into the treated section of the formation. The part of the acid that accumulated in the wellbore after the end of the treatment is forced into the formation by squeezing fluid through the annular space. The FG clamp is designed to prevent breakage and relieve tensile stresses in the pipe string during hydraulic sandblasting, as well as to fix it when centering the punch in a given processing interval.

After the usual sandblasting and flushing the well from sand, without changing the position of the perforator, an acid solution is pumped into the pipes, which, entering the formed channel, is filtered through its walls into the treated section of the formation. The part of the acid that accumulated in the wellbore after the end of the treatment is forced into the formation by squeezing fluid through the annular space. The FG clamp is designed to prevent breakage and relieve tensile stresses in the pipe string during hydraulic sandblasting, as well as to fix it when centering the punch in a given processing interval.

Sometimes acid treatments are unsuccessful, since the buttonhole zone is much clogged. In these cases, an acid gap is used. However, its holding is limited by the high pressures necessary for forcing acid through a poorly permeable zone, or requires special equipment (packers, anchors, wellhead fittings, high-pressure pump units, etc.).

Increase the acid depletion time, i.e. slow down the reaction rate by adding special reagents to the solution. So, the syntanol DS-10 ТУ 2483-016-71150986-2012 (a non-ionic surfactant and is intended for use as an effective surfactant) is a very effective reaction rate reducer. Adding it in an amount of 0.5 % (by weight of the volume of the solution) can reduce the reaction rate by 2.7 times.

Этот способ основан на получении следующего эффекта. В выбранном пропластке или участке пласта при помощи гидропескоструйной перфорации образовывается канал, в который затем через насадку перфоратора нагнетается кислотный раствор [1–6]. Входящая в канал струя кислотного раствора препятствует выходу этого раствора из канала, как бы «запирая» его.

В результате этого в канале возникает аномальное давление, которое всегда на какую-то величину больше пластового в этой зоне [7]:

$$\Delta p = p_k - p_{пл} \quad (1)$$

где Δp — перепад давления между давлением в канале и пластовым в зоне образования канала;

p_k — давление в канале;

Key words

formation; acid solution; perforator; channel; sandblasting aggregate

$p_{пл}$ — пластовое давление в зоне образования канала.

За счет перепада Δp кислотный раствор, находящийся в канале, фильтруется в его стенки и обрабатывает зону вокруг канала. И только часть кислотного раствора вытекает из канала в эксплуатационную колонну, попадая в другую, более дренированную зону пласта. Таким образом, этот способ позволяет производить строго избирательную кислотную обработку (а также любой другой вид обработки) с точностью до нескольких сантиметров, определяемой точностью контроля за установкой перфоратора.

Опытное изучение давления в канале при точечной гидропескоструйной перфорации проводили на стенде [8, 9], схема которого приведена на рисунке 1. Он состоит из при-

способления, моделирующего канал в породе, которое заключено в кожух 1, регистрирующих манометров 2, пневматических компенсаторов давления 3 и насосного агрегата 4 с системой манифольдов.

Схема приспособления, моделирующего канал в породе [10], показана на рисунке 2. К основанию 4 сваркой прикреплены толсто-стенный переводник 1 и гайка 7. В переводник ввинчен корпус насадки перфоратора 3 с насадкой 2. В гайку 7 ввинчен патрубок 8 длиной 500 мм, изготовленный из 60-мм насосно-компрессорной трубы. С одной стороны, патрубок закрыт заглушкой 10, а с другой стороны он имеет втулку 6 с резьбой. Во втулку ввинчивается штуцер 5, моделирующий вход в канал.

На патрубке 8 к муфте 9 присоединяется манометр. Ось насадки совпадает с осью штуцера и патрубка. С целью избежания разбрызгивания жидкости приспособление заключено в кожух. В процессе исследования применяли насадки диаметрами $d_1 = 4,5$ мм и $d_2 = 6$ мм.

Так как при точечной гидropескоструйной перфорации диаметр отверстия в обсадной колонне приблизительно равен 2,5–3,0 диаметрам насадки, были взяты штуцеры диаме-

трами $D_1 = 11,5$ мм, $D_2 = 15$ мм и $D_3 = 22$ мм. Расстояние от насадки до входа в канал l изменяли от 5 до 100 мм, вращая патрубок 8 в гайке 7.

Методика проведения опытов заключается в следующем. В приспособлении устанавливали насадку и штуцер определенных диаметров d и D на необходимом расстоянии между ними. Насосным агрегатом прокачивали жидкость при давлении перед насадкой p_1 и фиксировали давление внутри патрубка p_2 . В опытах в качестве рабочей жидкости использовали воду и водный раствор сульфит-спиртовой барды (ССБ) с вязкостью 12.65 сП при температуре 20 °С.

Из таблицы 1 видно, что на исследованном участке изменения расстояния от насадки до входа в канал l от 5 до 100 мм наблюдаются три характерные особенности изменения p_2 в зависимости от отношения диаметра входного отверстия в канал к диаметру насадки D/d . При отношении $D/d > 2,55$ с увеличением d давление p_2 возрастает. При $D/d < 2,55$ с увеличением d давление p_2 убывает. При $D/d \approx 2,55$ с увеличением d давление p_2 сначала возрастает, а затем убывает.

Рисунок 1. Стенд для изучения изменения давления в канале при гидropескоструйном вскрытии пласта

Рисунок 2. Устройство, моделирующее процессы, происходящие в канале

Зависимость $p_2 = f(p_1)$ всегда такова, что с увеличением p_1 увеличивается p_2 . Однако характер этого изменения зависит от отношения D/d , что видно из следующих данных:

$\frac{D}{d}$	1,91	2,5	2,55	3,33	3,67	4,88
$\frac{p_2}{200}$	0,85	0,36	0,32	0,094	0,09	0,03

Следует отметить, что при проведении опытов на стенде возникли значительные затруднения при регистрации давления p_2 . Несмотря на применение двух пневматических компенсаторов высокого давления и трубчатых компенсаторов, наблюдались сильные колебания давления p_2 , не позволившие достаточно точно зафиксировать его среднюю величину (определенную роль в этом явлении сыграло отсутствие противодействия на выходе струи из насадки).

Как показали проведенные исследования, в канале можно получить очень высокие избыточные давления, до 31 % от давления перед насадкой, которые достаточны для проведения не только избирательной кислотной обработки, но и избирательного гидроразрыва пласта. Например, при перепаде давления в насадке, равном 20,0 МПа, и диаметре 4,5 мм избыточное давление в канале может составить 6,2 МПа. Эти работы можно проводить в эксплуатационных колоннах минимальной прочности с дефектом, большого диаметра, т.е. там, где даже невозможна установка пакеров [11–15]. Процесс избирательной кислотной обработки состоит в следующем (рисунок

3). В скважину спускают гидropескоструйный перфоратор 2, устанавливая против выбранного интервала обработки, и гидравлические фиксаторы, необходимые для строгого удержания перфоратора. Смещение последнего исключает возможность избирательной обработки [16–18].

После обычного гидropескоструйного вскрытия и промывки скважины от песка, не изменяя положения перфоратора, в трубы прокачивают кислотный раствор, который, входя в образованный канал, фильтруется через его стенки в обрабатываемый участок пласта [19–22]. Часть кислоты, которая после окончания обработки скопилась в стволе скважины, продавливается в пласт продавочной жидкостью через кольцевое пространство.

Фиксатор ФГ предназначен для предупреждения обрыва и снятия растягивающих напряжений в колонне труб при гидropескоструйном вскрытии, а также для фиксации при центрировании перфоратора в заданном интервале обработки.

Иногда кислотные обработки оказываются безуспешными, так как призабойная зона сильно засорена [23, 24]. В этих случаях применяют гидрокислотный разрыв. Однако его проведение ограничивается высокими давлениями, необходимыми для продавливания кислоты через плохопроницаемую зону, или же требует специального оборудования (пакеры, якоря, устьевая арматура, насосные агрегаты высокого давления и т.д.).

Особенно значительные давления, опасные для герметичности эксплуатационной колонны, возникают в скважинах большой глу-

Таблица 1. Характер изменения давления в канале в зависимости от расстояния между насадкой и входом в канал $p_2 = f(l)$ для различных отношений D/d

№ опыта	Рабочая жидкость	Диаметр штуцера D , мм	Диаметр насадки d , мм	Отношение D/d	Характер зависимости $p_2 = f(l)$
1	Вода	11,5	4,5	2,55	p_2 сначала возрастает, а затем убывает
2	Вода	15,0	4,5	3,33	p_2 сначала убывает, а затем возрастает
3	Вода	22,0	4,5	4,88	p_2 убывает
4	Вода	15,0	6,0	2,50	p_2 сначала убывает, а затем возрастает
5	Вода	22,0	6,0	3,67	p_2 сначала убывает, а затем возрастает
6	Раствор ССБ	11,5	4,5	2,55	p_2 убывает
7	Раствор ССБ	15,0	4,5	3,33	p_2 возрастает
8	Раствор ССБ	22,0	4,5	4,88	p_2 возрастает
9	Раствор ССБ	11,5	6,0	1,91	p_2 убывает
10	Раствор ССБ	15,0	6,0	2,50	p_2 убывает
11	Раствор ССБ	22,0	6,0	3,67	p_2 убывает

1 — фиксатор; 2 — перфоратор; 3 — канал;
4 — обрабатываемый малопроницаемый
участок; 5 — хорошопроницаемый пропласток

Рисунок 3. Процесс избирательной кислотной обработки

бины с плотными слабопроницаемыми коллекторами. Для того чтобы давление при обработке не превосходило прочности оборудования, был внедрен метод многократной гидрокислотной обработки по следующей технологии.

Сначала фильтруемую зону очищают от песчаной пробки (если она имеется), затем насосно-компрессорные трубы спускают до фильтра (рисунок 4), а устье скважины оборудуют соответствующей арматурой, рассчитанной на высокое давление. После этого закачивают 3–4 м³ кислотного раствора (рису-

1 — вода; 2 — воздух под давлением;
3 — нефть; 4 — кислотный раствор

Рисунок 4. Технологическая схема проведения одного цикла многократной гидрокислотной обработки

нок 4, а) и продавочную жидкость (рисунок 4, б). Затем в насосно-компрессорные трубы и затрубное пространство нагнетают воздух или газ (до максимального давления в распределительной будке). В таком состоянии скважину оставляют под давлением на 20 ч (рисунок 4, в), после чего скважину дренируют для извлечения продуктов реакции на поверхность. Так же проводят повторную гидрокислотную обработку призабойной зоны и при необходимости эту операцию повторяют еще раз.

Из анализа результатов многократной (трехкратной) гидрокислотной обработки видно (рисунок 5), что первоначальное давление закачки кислотного раствора после первого этапа обработки скважины было снижено на 24 %, а после второго — на 55 %. Дебит нефти скв. 172 увеличился от 3,8 до 6,3 т/сут. Обычная гидрокислотная обработка не давала подобных результатов.

Часто перед закачкой кислотного раствора проводят профилактические мероприятия для уменьшения устьевого давления при обработке, одно из них — мгновенное снижение давления на забое.

Эффективное проникновение кислотного раствора в пласт определяется рядом факторов, наиболее важными из которых являются:

- 1) во время истощения кислотного раствора заданной концентрации в пластовых условиях;
- 2) скорость закачки его в пласт.

Необходимо отметить, что после полного истощения кислотного раствора дальнейшее проникновение его в пласт не только не приносит пользы, но даже вредно, так как истощенный раствор не расширяет, а лишь заполняет поровые каналы.

1 — нагнетание кислотного раствора в скважину;
2 — скважина закрыта под избыточным давлением

Рисунок 5. Изменение давления при многократной (трёхкратной) гидрокислотной обработке в скв. 172 НП Д «Туймазанефть»

Выводы

Увеличить время истощения кислотного раствора, т.е. замедлить скорость реакции, можно, добавив в раствор специальные реагенты. Так, весьма эффективным понизителем скорости реакции является препарат синтанол ДС-10 ТУ 2483-016-71150986-2012 (представляет собой неионогенный ПАВ и предназначен для применения в качестве эффективного поверхностно-активного веще-

ства). Добавка его в количестве 0,5 % (по весу от объема раствора) может снизить скорость реакции в 2,7 раза.

Увеличить же скорость закачки кислотного раствора в сильнодренированные пласты малодебитных скважин (до 5–10 т/сут жидкости) с низким пластовым давлением значительно сложнее из-за недостаточной мощности применяемых кислотных агрегатов.

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. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. 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.
11. 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.
12. 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.
13. 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).
14. 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.
15. 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.
16. Хабибуллин М.Я. Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину // *Нефтегазовое дело*. 2018. Т. 16. № 6. С. 34–39. DOI: 10.17122/ngdelo2018-6-34-39.
17. 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.
18. 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.
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., Рошин 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 // 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 ГНКАР. 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. 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 zhidkosti 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. 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.

6. Gilaev G.G., Manasyan A.E., Fedorchenko G.D., Kolesnikov V.A., Kologreev I.A. Neftyanые залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса самарской области: история открытия и перспективы поиска [Oil-Bearing Reservoirs in Carbonate Reefs of Famennian Stage on the Territory of Samara Region: Discovery History and Exploration Prospects]. *Neftyanoe khozaystvo — Oil Industry*, 2013, No. 10, pp. 38–40. [in Russian].

7. 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].

8. 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.

9. 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 khozaystvo — Oil Industry*, 2018, No. 4, pp. 70–73. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-4-70-73. [in Russian].

10. 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.

11. 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.

12. 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.

13. 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].

14. Gilaev G.G., Khismetov T.V., Bernshtein A.M., Zavorotnyi V.L., Zavorotnyi A.V. Primenenie termotoikikh zhidkosti glusheniya na osnove neftnykh emul'sii [Application of Heat-Resistant Killing Fluids on the Basis of Oil Emulsions]. *Neftyanoe khozaystvo — Oil Industry*, 2009, No. 8, pp. 64–67. [in Russian].

15. 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.

16. Khabibullin M.Ya. Issledovanie protsessov, proiskhodyashchikh 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].

17. 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.

18. 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 khozaystvo — Oil Industry*, 2012, No. 11, pp. 22–24. [in Russian].

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. Oso-bennosti stroeniya i intensifikatsii pritokov nefti v slozhnykh kollektorakh bazhenovskoi svity Pal'yanovskogo mesto-rozhdeniya [Features of Geological Structure and Stimu-lation 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 Relia-bility 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 Fore-casting in the Justification of the Recovery Methods]. *Nauchnye trudy NIPi Neftegaz GNKAR — SOCAR Proce-edings*, 2016, No. 3, pp. 46–51. DOI: 10.5510/OGP 20160300288. [in Russian].

24. Nsoga V.N., Hona J., Pemha E. Numerical Simu-lation 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, Oktyabrsky, Republic of Bashkortostan, Russian Federation

e-mail: m-hab@mail.ru