СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ПРЕПАРАТОМ СИНТАНОЛ ПОСЛЕ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОГО ВСКРЫТИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНК «БАШНЕФТЬ»

М.Я. Хабибуллин^{*1}, Г.Г. Гилаев², Р.У. Рабаев³

¹Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьский, Россия;

²Кубанский государственный технологический университет, Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия;

³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Improvement of Acid Treatment with the Sintanol Preparation after Hydro-Sand Blasting of Wells in the Conditions of ANK «Bashneft»

M.Ya. Khabibullin^{*1}, G.G. Gilayev², R.U. Rabaev³

¹Oktyabrskiy Affiliate of Ufa State Petroleum Technological University, Oktyabrskiy, Russia;

²Kuban State Technological University, Institute of Oil, Gas and Energy, Krasnodar, Russia;

³Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract

A sandblasting hammer is lowered into the well, setting against the selected processing interval, and hydraulic clamps are necessary for the rig to be held firmly. 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 channel formed, is filtered through its walls into the treated section of the formation. The part of the acid that, after the end of the treatment, has accumulated in the wellbore, is forced into the reservoir by the squeezing fluid through the annular space. Increase the acid depletion time, i.e. slow down the reaction rate by adding special reagents to the solution. So, a syntanol DS-10 TU 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.

Keywords:

Speed;
Reaction;
Syntanol;
Processing;
Pressure.

© 2021 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

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 [1-5]. 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 [6]

$$\Delta p = p_k - p_{пл}, \quad (1)$$

где Δp – перепад давления между давлением в

канале и пластовым в зоне образования канала; p_k – давление в канале; $p_{пл}$ – пластовое давление в зоне образования канала.

За счет перепада 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.

Формирование проблемы

Опытное изучение давления в канале при точечной гидропескоструйной перфорации про-

^{*}E-mail: m-hab@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2021SI200590>

водили на стенде [7-9], схема которого приведена на рисунке 1. Он состоит из приспособления, 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 переходник 1 и гайка 7. В переходник 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 диаметром $d_1=4.5$ 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 диаметром $D_1 = 11.5$ 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.

Методики работ, используемых для проведения исследований

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 сПз 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.

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.

$$\frac{D}{d} \dots 1.91 \dots 2.5 \dots 2.55 \dots 3.33 \dots 3.67 \dots 4.88$$

$$\frac{p_2}{200} \dots 0.85 \dots 0.36 \dots 0.32 \dots 0.094 \dots 0.09 \dots 0.03$$

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).

Результаты исследований

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 [11-15]. 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 [16-19]. Процесс избирательной кислотной обработки состоит в следующем (рис. 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 [21-25].

После обычного гидropескоструйного вскрытия и промывки скважины от песка, не изменяя

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	<<	15.0	4.5	3.33	p_2 сначала убывает, а затем возрастает
3	<<	22.0	4.5	4.88	p_2 убывает
4	<<	15.0	6.0	2.50	p_2 сначала убывает, а затем возрастает
5	<<	22.0	6.0	3.67	То же
6	Раствор ССБ	11.5	4.5	2.55	p_2 убывает
7	<<	15.0	4.5	3.33	p_2 возрастает
8	<<	22.0	4.5	4.88	То же
9	<<	11.5	6.0	1.91	p_2 убывает
10	<<	15.0	6.0	2.50	То же
11	<<	22.0	6.0	3.67	-

положения перфоратора, в трубы прокачивают кислотный раствор, который, входя в образованный канал, фильтруется через его стенки в обрабатываемый участок пласта [26-28]. 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 гидропескоструйном вскрытии, а также для фиксации при центровании 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.).

Особенно значительные давления, опасные для герметичности эксплуатационной колонны, возникают в скважинах большой глубины с плотными слабопроницаемыми коллекторами. Для того, чтобы давление при обработке не превосходило прочности оборудования, был внедрен метод многократной гидрокислотной обработки по следующей технологии [29, 30].

Сначала фильтруемую зону очищают от песчаной пробки (если она имеется), затем насосно-компрессорные трубы спускают до фильтра (рис. 4), а устье скважины оборудуют соответ-

Рис.3. Процесс избирательной кислотной обработки

1 – фиксатор; 2 – перфоратор; 3 – канал;
4 – обрабатываемый малопроницаемый
участок; 5 – хорошо проницаемый
пропласток

ствующей арматурой, рассчитанной на высокое давление. После этого закачивают 3-4 м³ кислотного раствора (рис. 4, а) и продавочную жидкость (рис. 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 (рис. 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 [31-36].

Из анализа результатов многократной (трехкратной) гидрокислотной обработки, проведенной в АНК «Башнефть» НГДУ «Туймазанефть», 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.

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 вещества). 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 сильно дренированные пласты малодебитных скважин (до 5-10 т/сутки жидкости) с низким пластовым давлением значительно сложнее из-за недостаточной мощности применяемых кислотных агрегатов.

Литература

1. Парфенов, А. Н., Шашель, В. А., Ситдииков, С. С. (2007). Особенности и опыт проведения проппантного ГРП в ОАО «Самаранефтегаз». *Нефтяное хозяйство*, 11, 38-41.
2. Топал, А. Ю., Фирсов, В. В., Усманов, Т. С. и др. (2020). Региональные аспекты проведения ГРП в ОАО «Удмуртнефть». *Нефтяное хозяйство*, 4, 44-48.
3. Гилаев, Г. Г., Манасян, А. Э., Летичевский, А. Е. и др. (2014). Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области. *Нефтяное хозяйство*, 11, 65-69.
4. Запорожец, Е. П., Шостак, Н. А., Антониади, Д. Г., Савенок, О. В. (2014). Способ гидравлического разрыва пласта. *Патент РФ 2507389*.
5. Исмагилов, А. Ф., Манасян, А. Э., Хамитов, И. Г. и др. (2014). Разработка месторождений Самарской области (от практики к стратегии). *Самара: ООО «Издательство «Нефть. Газ. Новации»*.
6. Хабибуллин М.Я. (2018). Исследование процессов, происходящих в колонне труб при устьевой импульсной закачке жидкости в скважину. *Нефтегазовое дело*, 16(6), 34-39.
7. Oliveir, H. A., Li, W., Maxey, J. E. (2013, October). Invert emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing. OTC-24332-MS. In: *OTC Brasil*.
8. Гилаев, Г. Г., Манасян, А. Э., Федорченко, Г. Д. и др. (2013). Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса самарской области: история открытия и перспективы поиска. *Нефтяное хозяйство*, 10, 38-40.
9. Гилаев, Г. Г., Хисметов, Т. В., Бернштейн, А. М. и др. (2009). Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий. *Нефтяное хозяйство*, 8, 64-67.
10. Bale, A., Smith, M. B., Klein, H. H. (2010, September). Stimulation of carbonates combining acid fracturing with proppant (CAPF): A revolutionary approach for enhancement of sustained fracture conductivity and effective fracture halflength. SPE-134307-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
11. Rickman, R., Mullen, M. (2008, September). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not cloning of the Barnett Shale. SPE-115258-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.
12. Хабибуллин, М. Я. (2020). Увеличение эффективности разделения жидких систем при сборе пластовой жидкости. *Нефтегазовое дело*, 18(2), 64-71.
13. Гилаев, Г. Г., Горбунов, В. В., Кузнецов, А. М. и др. (2012). Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО НК "Роснефть". *Нефтяное хозяйство*, 11, 22-24.
14. Глущенко, В. Н., Пташко, О. А., Харисов, Р. Я., Денисова, А. В. (2010). Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн. *Уфа: Гилем*.
15. Kadochnikova, L. M., Pichugin, O. N., Chebakov, A. A. (2002). Analytical technique for gel treatment prediction of production and injection wells in a stratified reservoir. *Iranian Journal of Science & Technology. Transaction B*, 26(B2), 205-216.
16. Аббасов, Э. М., Агаева, Н. А. (2014). Распространение упругих волн, создаваемых в жидкости, с учетом динамической связи системы пласт-скважина. *SOCAR Proceedings*, 1, 77-84.
17. Коннов, Ю. Д., Сидоркин, Д. И., Хабибуллин, М. Я. (2018). Механизация технологического процесса спускоподъемных операций при текущем и капитальном ремонте скважин. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-24.
18. Сулейманов, Б. А., Аббасов, Э. М. (2010). Восстановление забойного давления при вытеснении нефти водой с учетом мгновенного прекращения притока в скважину. *SOCAR Proceedings*, 2, 20-24.
19. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.
20. Orlov, M. S., Roschin, P. V., Struchkov, I. A., Litvin, V. T. (2015). The application of x-ray micro computed tomography (micro-CT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency. SPE-176600-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.
21. Хабибуллин, М. Я., Сулейманов, Р. И. (2019). Повышение надежности сварных соединений трубопроводов в системе поддержания пластового давления. *Нефтегазовое дело*, 17(5), 93-98.
22. Nsoga, V. N., Hona, J., Pemha, E. (2017). Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a two-dimensional liquid flow. *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, 18(6), 507-513.
23. Литвин, В. Т., Стрижнев, К. В., Шевчук, Т. Н., Рошин, П. В. (2018). Кислотная обработка призабойной зоны пласта бажендовской свиты после проведения гидроразрыва пласта. *Нефтяное хозяйство*, 4, 70-73.
24. Khabibullin, M. Ya. (2019, December). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. In: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560 012065.

25. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области. *Нефтяное хозяйство*, 8, 54-57.
26. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013, June). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
27. Хабибуллин, М. Я. (2019). Систематизированный подход к методам закачки воды в нагнетательные скважины. *Нефтегазовое дело*, 17(3), 80-86.
28. Rady, A., Nasr-El-Din, H. A. (2015, October). Iron precipitation in calcite, dolomite and sandstone cores. SPE-176574-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Society of Petroleum Engineers.
29. Rabie, A. I., Nasr-El-Din, H. A. (2015, March). Sodium gluconate as a new environmentally friendly iron controlling agent for HP/ HT acidizing treatments. SPE-172640-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. Society of Petroleum Engineers.
30. Литвин, В. Т., Стрижнев, К. В., Рошин, П. В. (2015). Особенности строения и интенсификации притоков нефти в сложных коллекторах баженовской свиты Пальяновского месторождения. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 10(3).
31. Шакен, М. Ш. (2019). Исследование применимости кислотной обработки в конгломератных коллекторах. *SOCAR Proceedings*, 4, 23-31.
32. Рабаев, Р. У., Бахтизин, Р. Н., Султанов, Ш. Х. и др. (2020). Обоснование применения технологии кислотного гидроразрыва пласта в карбонатных коллекторах газоконденсатных месторождений морского шельфа. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.
33. Султанмагомедов, Т. С., Бахтизин, Р. Н., Султанмагомедов, С. М. (2020). Исследование перемещений трубопровода в многолетнемерзлых грунтах. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.
34. Моисеев, К. В., Кулешов, В. С., Бахтизин, Р. Н. (2020). Свободная конвекция линейно неоднородной жидкости в квадратной полости при боковом нагреве. *SOCAR Proceedings*, 4, 108-116.
35. Гилаев, Ген. Г., Хабибуллин, М. Я., Гилаев, Г. Г. (2020). Основные аспекты использования кислотного геля для закачки проппанта во время работ по гидроразрыву пласта на карбонатных коллекторах в Волго-Уральском регионе. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.
36. Бахтизин, Р. Н., Каримов, Р. М., Мастобаев, Б. Н. (2016). Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.

References

1. Parfenov, A. N., Shashel, V. A., Sitdikov, S. S. (2007). Features and experience of proppant hydrofracturing application at Samaraneftegaz OAO. *Oil Industry*, 11, 38-41.
2. Topal, A. Yu., Firsov, V. V., Usmanov, T. S., et al. (2020). Regional aspects of hydraulic fracturing in Udmurtneft OJSC. *Oil Industry*, 4, 44-48.
3. Gilaev, G. G., Manasyan, A. E., Letichevsky, A. E., et al. (2014). Hydraulic fracturing as field development instrument in Samara region. *Oil Industry*, 11, 65-69.
4. Zaporozhets, E. P., Shostak, N. A., Antoniadi, D. G., Savenok, O. V. (2014). Method of hydraulic fracturing. *RU Patent 2507389*.
5. Ismagilov, A. F., Manasyan, A. E., Khamitov, I. G., et al. (2014). Development of deposits of the Samara region (from practice to strategy). *Samara: Publishing House «Oil. Gas. Innovations»*.
6. Khabibullin, M. Ya. (2018). Investigation of the processes occurring in the pipe string during wellhead impulse injection of liquid into the well. *Oil and Gas Business*, 16 (6), 34-39.
7. Oliveir, H. A., Li, W., Maxey, J. E. (2013, October). Invert emulsion acid for simultaneous acid and proppant fracturing. OTC-24332-MS. In: *OTC Brasil*.
8. Gilaev, G. G., Manasyan, A. E., Fedorchenko, G. D., et al. (2013). Oil deposits in carbonate deposits of the Famennian stage of the Samara region: the history of discovery and prospect of prospecting. *Oil Industry*, 10, 38-40.
9. Gilaev, G. G., Khismetov, T. V., Bernstein, A. M., et al. (2009). The use of heat-resistant killing fluids based on oil emulsions. *Oil Industry*, 8, 64-67.
10. Bale, A., Smith, M. B., Klein, H. H. (2010, September). Stimulation of carbonates combining acid fracturing with proppant (CAPF): A revolutionary approach for enhancement of sustained fracture conductivity and effective fracture halflength. SPE-134307-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
11. Rickman, R., Mullen, M. (2008, September). A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not cloning of the Barnett Shale. SPE-115258-MS. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
12. Khabibullin, M. Ya. (2020). Increasing the efficiency of separation of liquid systems when collecting reservoir fluid. *Oil and Gas Business*, 18(2), 64-71.
13. Gilaev, G. G., Gorbunov, V. V., Kuznetsov, A.M., et al. (2012). Increasing the efficiency of

chemicals in Rosneft Oil Company. *Oil Industry*, 11, 22-24.

14. Glushchenko, V. N., Ptashko, O. A., Kharisov, R. Ya., Denisova, A. V. (2010). Acid treatments: compositions, reaction mechanisms, design. *Ufa: Gilem*.

15. Kadochnikova, L. M., Pichugin, O. N., Chebakov, A. A. (2002). Analytical technique for gel treatment prediction of production and injection wells in a stratified reservoir. *Iranian Journal of Science & Technology. Transaction B*, 26(B2), 205-216.

16. Abbasov, E. M., Agaeva, N. A. (2014). Propagation of the constructed of pressure waves in fluid with the account dynamic connection of system the well-formation. *SOCAR Proceedings*, 1, 77-84.

17. Konnov, Yu. D., Sidorkin, D. I., Khabibullin, M. Ya. (2018). Mechanization of technological process of round-trip operations in well servicing and workover. *SOCAR Proceedings*, 2, 15-24.

18. Suleimanov, B. A., Abbasov, E. M. (2010). Bottom-hole pressure build-up during oil displacement by water with allowance for non-instantaneous inflow stopping. *SOCAR Proceedings*, 2, 20-24.

19. Zaichenko, A. Yu., Glazov, S. V., Salgansky, E. A. (2017). Filtration combustion of viscous hydrocarbon liquids. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 51(5), 673-679.

20. Orlov, M. S., Roschin, P. V., Struchkov, I. A., Litvin, V. T. (2015). The application of x-ray micro computed tomography (micro-CT) of core sample for estimation of physicochemical treatment efficiency. SPE-176600-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

21. Khabibullin, M. Ya., Suleimanov, R. I. (2019). Improving the reliability of welded joints of pipelines in the system for maintaining reservoir pressure. *Oil and Gas Business*, 17(5), 93-98.

22. Nsoga, V. N., Hona, J., Pemha, E. (2017). Numerical simulation of heat distribution with temperature-dependent thermal conductivity in a two-dimensional liquid flow. *International Journal of Nonlinear Sciences and Numerical Simulation*, 18(6), 507-513.

23. Litvin, V. T., Strizhnev, K. V., Shevchuk, T. N., Roshchin, P. V. (2018). Acid treatment of the bottomhole formation zone of the Bazhenov formation after hydraulic fracturing. *Oil Industry*, 4, 70-73.

24. Khabibullin, M. Ya. (2019, December). Development of the design of the sucker-rod pump for sandy wells. In: *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 560 012065.

25. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). Prospects for the use of acid gel for pumping proppant in the process of hydraulic fracturing of carbonate formations in the Samara region. *Oil Industry*, 8, 54-57.

26. Assem, A. I., Nasr-El-Din, H. A., De Wolf, C. A. (2013, June). Formation damage due to iron precipitation in carbonate rocks. SPE-165203-MS. In: *SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. Society of Petroleum Engineers*.

27. Khabibullin, M. Ya. (2019). A systematized approach to methods of water injection into injection wells. *Oil and Gas Business*, 17(3), 80-86.

28. Rady, A., Nasr-El-Din, H. A. (2015, October). Iron precipitation in calcite, dolomite and sandstone cores. SPE-176574-MS. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference. Society of Petroleum Engineers*.

29. Rabie, A. I., Nasr-El-Din, H. A. (2015, March). Sodium gluconate as a new environmentally friendly iron controlling agent for HP/ HT acidizing treatments. SPE-172640-MS. In: *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*.

30. Litvin, V. T., Strizhnev, K. V., Roshchin, P. V. (2015). Features of the structure and intensification of oil inflows in complex reservoirs of the Bazhenov formation of the *Palyanovskoye field*. *Theory and practice*, 10(3).

31. Shaken, M. Sh. (2019). Studying the applicability of acid treatment in conglomerate reservoir. *SOCAR Proceedings*, 4, 23-31.

32. Rabaev, R. U., Bakhtizin, R. N., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2020). Substantiation of application of acid fracturing technology in carbonate reservoirs of offshore gas condensate fields. *SOCAR Proceedings*, 4, 60-67.

33. Sultanmagomedov, T. S., Bakhtizin, R. N., Sultanmagomedov, S. M. (2020). Study of pipeline movements in permafrost soils. *SOCAR Proceedings*, 4, 75-83.

34. Moiseev, K. V., Kuleshov, V. S., Bakhtizin, R. N. (2020). Free convection of a linearly inhomogeneous liquid in a square cavity under lateral heating. *SOCAR Proceedings*, 4, 108-116.

35. Gilaev, Gen. G., Khabibullin, M. Ya., Gilaev, G. G. (2020). The main aspects of using acid gel for proppant injection during hydraulic fracturing operations on carbonate reservoirs in the Volga-Ural region. *SOCAR Proceedings*, 4, 33-41.

36. Bakhtizin, R. N., Karimov, R. M., Mastobaev, B. N. (2016). Generalized flow curve and universal rheological model of oil. *SOCAR Proceedings*, 2, 43-49.

Совершенствование кислотной обработки препаратом синтанол после гидропескоструйного вскрытия скважин в условиях АНК «Башнефть»

М.Я. Хабибуллин¹, Г.Г. Гилаев², Р.У. Рабаев³

¹Филиал Уфимского государственного нефтяного технического университета в г. Октябрьский, Россия; ²Кубанский государственный технологический университет, Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия; ³Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Реферат

В скважину спускают гидропескоструйный перфоратор, устанавливая против выбранного интервала обработки, и гидравлические фиксаторы, необходимые для строгого удержания перфоратора. Смещение последнего исключает возможность избирательной обработки. После обычного гидропескоструйного 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.

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 вещества). Добавка его в количестве 0.5 % (по весу от объема раствора) может снизить скорость реакции в 2.7 раза.

Ключевые слова: скорость; реакция; синтанол; обработка; давление.

«Başneft» SNŞ şərtlərində quyuların hidravlik qum şırnağı ilə açılmasından sonra sintanol preparatı vasitəsilə turşu ilə işlənmənin təkmilləşdirilməsi

M. Ya. Xabibullin¹, Q.Q. Qilayev², R.U. Rabayev³

¹Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin filialı, Oktyabrsk, Rusiya; ²Kuban Dövlət Texnologiya Universiteti, Neft, Qaz və Energetika İnstitutu, Krasnodar, Rusiya; ³Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya

Xülasə

Quyuya seçilmiş işlənmə intervalının qarşısında quraşdırılmaqla hidravlik qum şırnaqlı perforator və perforatorun möhkəm tutulması üçün zəruri olan hidravlik fiksatorlar endirilir. Sonuncunun öz yerini dəyişməsi seçmə işlənmənin mümkünlüyünü istisna edir. Quyunun adi hidravlik qum şırnağı ilə açılmasından və qumdan təmizlənməsindən sonra, perforatorun yerini dəyişdirmədən, borulara turşu məhlulu vurulur ki, o da yaranan kanala daxil olaraq onun divarlarından layın işlənən hissəsinə süzülür. İşlənmə başa çatdıqdan sonra quyu lüləsində yığılmış turşunun bir hissəsi basıcı maye vasitəsilə həlqəvi fəzadan laya itələnir. Turşu məhlulunun tükənmə müddətini artırmaq, yəni reaksiya sürətini yavaşlatmaq üçün məhlula xüsusi reagentlər əlavə etmək olar. Beləliklə, sintanol DS-10 ТУ 2483-016-71150986-2012 (tərkibinə neionogen SAM daxildir və effektiv səthi aktiv maddə kimi istifadə üçün nəzərdə tutulmuşdur) reaksiya sürətinin zəiflədilməsi üçün çox effektiv pereparatdır. Onun 0.5% (məhlulun həcmnin çəkisinə görə) miqdarında əlavə edilməsi reaksiya sürətini 2.7 dəfə azalda bilər.

Açar sözlər: sürət; reaksiya; sintanol; işlənmə; təzyiq.