

Поинтервальная обработка призабойной зоны терригенных пластов кислотной эмульсией

Selective Bottomhole Treatment of Terrigenous Reservoirs with Acid Emulsion

Е.В. ПАНИКАРОВСКИЙ, к. т. н., Д.А. КУСТЫШЕВ, к. т. н., А.В. КУСТЫШЕВ, д. т. н., профессор,
Ю.В. КАРАЧАРОВА, магистрант, М.Д. АНТОНОВ, инженер, ООО «ТюменНИИгипрогаз»

E. PANIKAROVSKIY, Ph.D candidate, D. KUSTYSHEV, Ph.D candidate, A. KUSTYSHEV, D.Eng., professor, Yu. KARACHAROVA, masters student, M. ANTONOV, engineer, TyumenNIIGiprogaz LLC

Рассмотрены методы интенсификации притока углеводородов в нефтегазовых скважинах с близкорасположенным газоводяным контактом. Отмечено, что для эффективной добычи газа из продуктивного пласта необходима их индивидуальная обработка с отсечением при необходимости каждого пласта многопластового месторождения друг от друга. Предложена технология обработки призабойной зоны пласта кислотной эмульсией, закачиваемой в скважину гибкой трубой колтюбинговой установки.

Предложенная авторами технология позволяет более эффективно проводить ОПЗ трещиновато-порового терригенного пласта, а использование для доставки эмульсии в обрабатываемый пласт гибкой трубы позволяет существенно снизить затраты на ремонт скважины за счет исключения операции по глушению скважины и сокращению продолжительности спуско-подъемных операций. Кроме того, использование углеводородной составляющей эмульсии снижает экологическое загрязнение окружающей территории.

Коллекторы газоконденсатных скважин на месторождениях Западной Сибири относятся к низкопроницаемым терригенным отложениям, сцементированными глинистым цементом с содержанием до 10%. Из опыта применения кислотных обработок известно, что в коллекторах с процентным отношением карбонатных отложений выше 20% наиболее эффективна солянокислотная обработка, а при меньшем процентном отношении и для удаления соединений кальция необходима комплексная обработка: солянокислотная обработка в сочетании с глинокислотной обработкой. В то же время известно, что в пластах с близкорасположенным ГВК обработка призабойной зоны практически не проводится из-за возможного разрушения увлажняемых горных пород

The paper presents enhanced oil recovery methods in oil and gas wells with closely-spaced gas-water contact. It is mentioned that for effective gas production it is necessary to treat each layer individually and isolate layers from one another in multi-zone reservoirs. The paper suggests the technology of bottomhole zone treatment with acid emulsion which is pumped into well through coiled tubing.

Proposed technology enables more effective bottomhole zone treatment in porous-fractured terrigenous reservoir. Using coiled tubing for emulsion delivery to treatment layer enables significant reduction in cost of well workover due to elimination of killing operation and faster tripping time. In addition, using of hydrocarbon component of emulsion reduces environmental impact.

Gas condensate reservoirs at the oilfields of West Siberia refer to low-permeable terrigenous deposits consolidated by argillaceous cement with carbonates content up to 10%. According to bottomhole acid treatment experience, hydrochlorid-acid formation treatment is the most effective technology in reservoirs with carbonates content higher than 20%. In reservoirs with a higher carbonates content complex treatment is required in order to remove calcium compounds: hydrochlorid-acid treatment combined with clay-acid treatment. At the same time it is widely known that bottomhole treatment (BHT) could not be performed in formations with closely-spaced gas-water contact. This is due to possible bottomhole rock destruction and early bottom water flowing into formation [1, 2].

Usually BHT in low-permeable terrigenous reservoir is performed with technologies based on pumping of different acid solutions in bottomhole zone [3, 4, 5]. The main disadvantage of all these methods is low efficiency of BHT especially when bottomhole zone (BHZ) is clogged and flooded. That is why it is more effective to apply technologies based on sequential pumping of two acid solutions in BHZ.

In the fields that are at the closing stage of development with abnormally low reservoir pressure (ALRP) and

призабойной зоны пласта (ПЗП) и связанного с этим более раннего поступления подошвенных вод в пласт [1, 2].

Обычно для ОПЗ низкопроницаемого терригенного пласта применяются технологии, основанные на закачивании в скважину различных кислотных составов в ПЗП [3, 4, 5]. Основным недостатком всех этих способов является низкая эффективность ОПЗ, особенно при сильно закольматированной и обводняющейся ПЗП. Поэтому более эффективны технологии, основанные на последовательном закачивании двух кислотных составов в ПЗП [6, 7].

На завершающей стадии разработки месторождений, имеющих аномально низкое пластовое давление (АНПД) и достаточно большую степень обводненности залежи, проведение ОПЗ через промывочные трубы после глушения скважины затруднено и не всегда может оказаться эффективным по причине дополнительной кольматации пласта фильтрами жидкости глушения. Поэтому ОПЗ в этих условиях предпочтительнее осуществлять без глушения скважины путем закачивания кислотного состава через гибкую трубу (ГТ) колтюбинговой установки [8, 9].

В условиях АНПД даже комбинированное применение кислотных составов имеет общий недостаток – низкую эффективность ОПЗ пласта, особенно при сильно закольматированной и обводняющейся ПЗП, осложненной наличием трещин и пор.

Следовательно, для устранения этих недостатков необходимо применять новую технологию, основанную на повышении проникновения кислотного состава в трещины и поры пласта при снижении его обводняемости за счет гидрофобизации и предотвращения разрушения ПЗП.

Авторами предлагается для решения такой задачи обработку призабойной зоны трещиновато-порового терригенного пласта с близкорасположенным газовойдным контактом проводить путем спуска в незаглушенную скважину до кровли обрабатываемого пласта гибкой трубы колтюбинговой установки, через которую последовательно закачивать метанол и обратную газированную углеводородную кислотную эмульсию, содержащую: нефть, 18–20%-й раствор соляной кислоты, неионогенное поверхностно-активное вещество – дисолван – и воду. Продавливать эмульсию в пласт на глубину закольматированной зоны, включая трещины и поры горной породы призабойной зоны, инертным газом – азотом, оставлять закачанную эмульсию на период ее реакции с кольматирующими частицами в интервале перфорации, в трещинах и порах горной породы призабойной зоны, после чего попытаться вызвать приток газа из пласта.

Предлагаемая авторами технология реализуется следующим образом (рис. 1) [10].

В незаглушенную скважину, находящуюся в эксплуатации под давлением, до кровли обрабатываемого пласта с близкорасположенным

sufficiently high deposits watercut, BHT through flushing pipes after well-killing is not often effective enough due to additional colmatation of formation with killing fluid filtrate. That is why under these conditions it is recommended to perform BHT by pumping acid solution through coiled tubing (CT) without killing operation [8, 9].

When wells are operated with ALRP even combined application of acid solutions is low effective especially when BHZ is clogged, flooded and complicated by pores and fractures.

Consequently, in order to eliminate these disadvantages it is necessary to apply new technology based on enhancement of acid solution penetration length in reservoir fractures and pores while watercut should decrease due to BHZ rock hydrophobization and prevention of rock destruction.

This paper suggests conducting BHT in fractured-porous terrigenous formation with closely-spaced gas-water contact by lowering coiled tubing into operating well to the top of reservoir. BHT is carried out by pumping methanol and inverted aerated hydrocarbon acid emulsion through the coiled tubing. Emulsion consists of: oil, 18–20% hydrochloric acid solution, nonionic surfactant – disolvan and water. The operation includes: pushing the emulsion at colmatation zone depth (including bottomhole rock pores and fractures) with inert gas – Nitrogen, waiting for reaction between injected emulsion and colmatation particles in perforation interval and bottomhole rock pores and fractures, then stimulating gas inflow.

The technology proposed in the paper includes the following stages (fig.1) [10]:

Coiled tubing is run into operating well to the top of reservoir with closely-spaced gas-water contact (GWC). Methanol (1–2 m³ per 1 m of treatment interval) is pumped through coiled tubing to dry up BHZ which is being moistened by closely spaced bottom water and wet gas movement. The volume of inverted aerated hydrocarbon acid emulsion is 2–3 m³ per 1 m of treatment interval. This emulsion consists of: oil – 75–85 wt. %, 18–20%-hydrochloric acid solution – 3–4 wt. %, nonionic surfactant – disolvan – 0.5–1.5 wt. % and water.

Emulsion is pushed with inert gas - nitrogen into formation through the entire colmatation zone including BHZ rock pores and fractures, no more than 1.5 m radially. Nitrogen dissolves in fluid and aerates emulsion simultaneously. Aeration of emulsion is accomplished through mixing with nitrogen in ejector (not showed) during pumping into well. Pumping acid emulsion into well leads to hydrophobization of treated formation. This also results in increase in formation water repellency due to wetting of formation pores and fractures with oil component of acid solution. Inert gas bubbles as part of acid emulsion react with surfactant – disolvan – and provide emulsion penetration in pores and fractures. Then, it takes 2–4 hours to wait for reaction between acid emulsion and colmatation particles in perforation interval and bottomhole rock pores and fractures.

Small volume of water in acid emulsion doesn't lead to bottomhole zone destruction. Consequently, there is no bottom water movement due to GWC rising during field development. After that, gas inflow stimulation takes place

ГВК спускают гибкую трубу (ГТ) колтюбинговой установки, через которую последовательно закачивают метанол 4 в объеме 1–2 м³ на 1 м обрабатываемого интервала для осушения ПЗП, которая из-за близости подошвенных вод и движения из пласта влажного газа увлажняется, и обратную газированную углеводородную кислотную эмульсию в объеме 2–3 м³ на 1 м обрабатываемого интервала, содержащую: нефть – 75–85 масс. %, 18–20%-й раствор соляной кислоты – 3–4 масс. %, неионогенное поверхностно-активное вещество дисолван – 0,5–1,5 масс. %, вода – остальное.

Эмульсию продавливают в пласт на глубину и ширину закольматированной зоны, включая трещины и поры горной породы призабойной зоны, но не более чем на 1,5 м по радиусу, инертным газом – азотом, который, одновременно растворяясь в жидкости, аэрирует, то есть газует эмульсию. Газирование эмульсии осуществляется при ее смешивании с инертным газом – азотом на эжекторе (не показано) в процессе закачивания в скважину. При закачивании кислотной эмульсии в скважину происходит гидрофобизация обрабатываемого пласта, повышается его водоотталкивающая способность за счет смачиваемости трещин и пор пласта нефтяной составляющей кислотного состава.

Проникновению кислотной эмульсии в трещины и поры способствует наличие в составе эмульсии пузырьков инертного газа, взаимодействующих с поверхностно-активным веществом – дисолваном, входящим в состав кислотного раствора. Оставляют кислотную эмульсию на период ее реакции с кольматирующими частицами в интервале перфорации, в трещинах и порах горной породы призабойной зоны в течение 2–4 часов.

Незначительное количество воды в кислотной эмульсии не приводит к разрушению призабойной зоны, тем самым не возникают пути продвижения подошвенных вод при подъеме ГВК в процессе разработки месторождения. После чего вызывают приток газа из пласта и вместе с газом удаляют отходы реакции на факел. Затем скважину обрабатывают до вывода ее на проектный режим и вводят скважину в эксплуатацию.

Предварительное закачивание в пласт метанола позволяет осушить ПЗП, которая из-за близости подошвенных вод и движения из пласта в процессе разработки месторождения

with flushing wastes together with gas to flare. Then, well is operated until full stabilization of designed operation mode and then, well is brought into production.

Preliminary methanol injection is performed to dry up BHZ which is being moistened by closely spaced bottom water and wet gas movement. This increases efficiency of the following acid emulsion treatment.

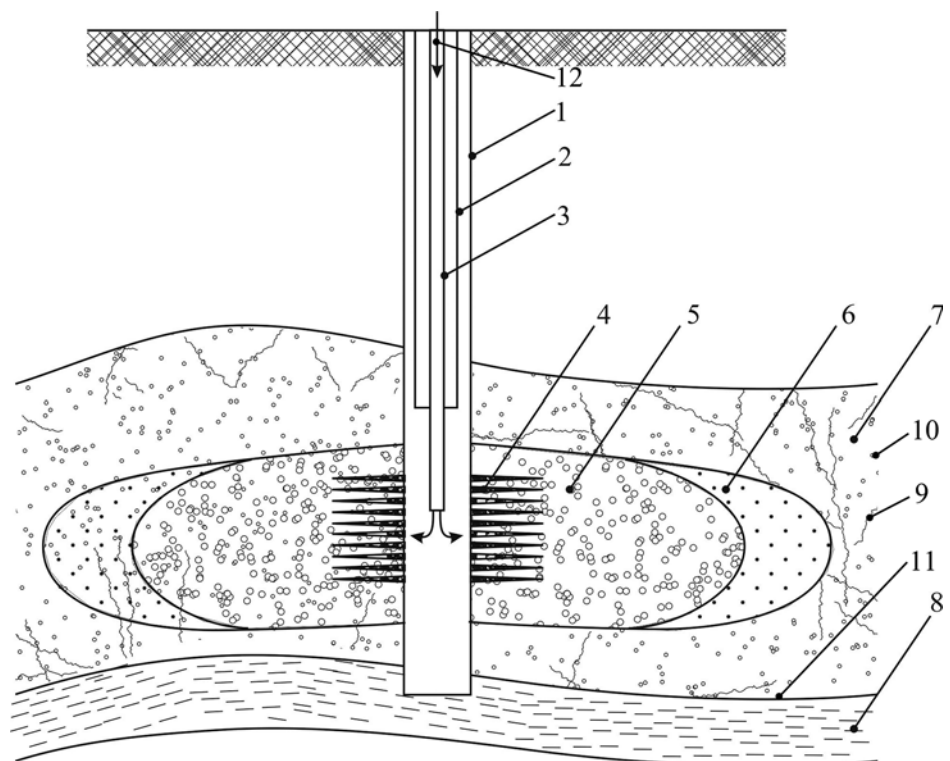
Sufficiently large volume of oil in acid emulsion provides conditions for hydrophobization that prevents formation water from entering BHZ and produced fluid.

There's no large volume of water in acid emulsion as compared to hydrocarbon oil-in-water emulsion. This prevents moistened BHZ rock from destruction. It is well known that water is the main stimulating factor in rock destruction.

Surfactant «disolvan» combined with nitrogen as part of emulsion provides deep penetration into BHZ and sufficiently high coating of BHZ rock particles thus increasing rock water repellency.

Inert gas as part of emulsion (aeration up to 5% of volume) enables deep penetration of emulsion into tight rock fractures and pores.

As an example of proposed technology application, below are the results of bottomhole treatment at Yuzhno-Russkoye field.



1 – эксплуатационная колонна; 2 – колонна НКТ; 3 – ГТ; 4 – интервал перфорации; 5 – кислотная эмульсия; 6 – метанол; 5 и 6 – закольматированная зона; 7 – газоносная часть пласта; 8 – обводненная часть пласта; 9 – трещина; 10 – поры; 11 – ГВК; 12 – азот

1 – casing string; 2 – tubing string; 3 – coiled tubing; 4 – perforation interval; 5 – acid emulsion; 6 – methanol; 5 and 6 – colmatation zone; 7 – gas-bearing portion of the reservoir; 8 – flooded portion of the reservoir; 9 – fracture; 10 – pores; 11 – gas-water contact; 12 – nitrogen

Рисунок – Схема обработки ПЗП кислотной эмульсией

Figure 1 – Scheme of bottomhole treatment with acid emulsion

сырого газа увлажняется. Осуществление предварительной осушки ПЗП позволяет повысить эффективность последующего воздействия на пласт закачиваемой эмульсии.

Наличие в составе эмульсии достаточно большого объема нефти создает условия для гидрофобизации, препятствующие поступлению пластовой воды в ПЗП и в добываемую продукцию скважины.

Отсутствие в составе эмульсии большого количества воды, как это наблюдается в прямой углеводородной эмульсии, предотвращает разрушение увлажняемых пород ПЗП. Известно, что именно вода является интенсифицирующим фактором разрушения горных пород.

Наличие ПАВ – дисолвана – в составе эмульсии в сочетании с инертным газом – азотом – обеспечивает ее глубокое проникновение в ПЗП и достаточно большое обволакивание частиц породы ПЗП, увеличивая водоотталкивающую способность породы.

Наличие в составе эмульсии инертного газа (аэрация до 5% от объема) позволяет ей глубоко проникать в узкие трещины и поры, имеющиеся в горной породе ПЗП.

В качестве примера реализации предложенной технологии можно привести результаты обработки ПЗП на Южно-Русском месторождении.

В незаглушенную скважину с эксплуатационной колонной диаметром 219 мм до кровли обрабатываемого пласта толщиной 40 м с ГВК, расположенным на 20 м ниже подошвы продуктивного пласта, спустили ГТ диаметром 42 мм. Через нее последовательно закачали метанол в объеме 80 м³, что соответствовало 2 м³ на 1 м обрабатываемого интервала и обратную газированную углеводородную кислотную эмульсию в объеме 80 м³, что соответствовало 3 м³ на 1 м обрабатываемого интервала, содержащую: нефть – 85 масс. %; 18%-й раствор соляной кислоты – 3 масс. %, неионогенное поверхностно-активное вещество – дисолван – 0,5 масс. %, вода остальное. Эмульсию продавили в пласт на глубину закольматированной зоны, включая трещины и поры горной породы призабойной зоны, равную 165 мм, инертным газом – азотом. Оставили эмульсию на период ее реакции с кольматирующими частицами, равный 4 часам. После чего вызвали приток газа из пласта и вместе с газом удалили отходы реакции на факел. Затем скважину вывели на проектный режим и пустили в эксплуатацию.

Вывод. Предложенная авторами технология позволяет более эффективно проводить ОПЗ трещиновато-порового терригенного пласта, а использование для доставки эмульсии в обрабатываемый пласт ГТ колтюбинговой установки позволяет существенно снизить затраты на ремонт скважины за счет исключения операции по глушению скважины и сокращение продолжительности спуско-подъемных операций. Кроме того, использование углеводородной составляющей эмульсии снижает экологическое загрязнение окружающей территории.

Coiled tubing with 42 mm diameter was run in operating well with the following parameters: casing diameter: 219 mm, formation thickness: 40 m, GWC is 20 m below the reservoir bottom. Firstly 80 m³ of methanol was pumped through CT (2 m³ per 1 m of treatment interval), then 80 m³ of inverted aerated hydrocarbon acid emulsion was pumped (3 m³ per 1 m of treatment interval). Emulsion consisted of: oil – 85 wt. %, 18%-hydrochloric acid solution – 3 wt. %, nonionic surfactant – disolvan – 0.5 wt. % and water. Emulsion was pushed with inert gas - nitrogen into formation through the entire 165 mm colmatation zone including BHZ rock pores and fractures. It took 4 hours to wait for reaction between acid emulsion and colmatation particles. After that, gas inflow was stimulated with flushing wastes together with gas to flare. Then, well was operated until full stabilization of designed operation mode and then well was brought into production.

Conclusion. Proposed technology enables more effective bottomhole zone treatment in porous-fractured terrigenous reservoir. Using coiled tubing for emulsion delivery in treatment formation enables significant reduction in cost of well workover due to elimination of killing operation and faster tripping time. In addition, using of hydrocarbon component of emulsion reduces environmental impact. ☉

ЛИТЕРАТУРА

1. Кустышев А.В. Сложные ремонты газовых скважин на месторождениях Западной Сибири. – М.: ООО «Газпром экспло», 2010. – 255 с.
2. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Дмитрук В.В., Чабаев Л.У. Теория и практика капитального ремонта газовых скважин в условиях пониженных пластовых давлений. – М.: ИРЦ Газпром, 2009. – 208 с.
3. Магадов Р.С., Магадова Л.А., Мариненко В.Н. и др. // Кислотный состав для обработки низкопроницаемых терригенных коллекторов и способ кислотной обработки призабойной зоны пласта с его применением // Патент 2242604 РФ. № 2003125214. Заяв. 15.08.03; опубл. 20.12.04.
4. Иванов С.И., Гличев А.Ю., Тенн А.В. и др. Способ кислотной обработки продуктивного пласта // Патент 2247833 РФ. № 2003127194. Заяв. 08.09.03; опубл. 10.03.05.
5. Ибрагимов Н.Г., Шариков Г.Н., Кормишин Е.Г. и др. Способ обработки призабойной зоны терригенного пласта // Патент 2278967 РФ. Е 21 В 43/27. № 2005123477. Заяв. 25.07.05; опубл. 27.06.06.
6. Ланчаков Г.А., Бердин Т.Г., Сюзев О.Б., Седых А.В. Способ обработки призабойной зоны пласта // Патент 2198290 РФ. Е 21 В 43/27. № 2001134447. Заяв. 17.12.01; опубл. 10.02.03.
7. Паникаровский В.В., Щуплецов В.А., Клещенко И.И., Паникаровский Е.В., Кузьмич Л.И. Способ кислотной обработки призабойной зоны пласта // Патент 2269648 РФ. Е 21 В 43/27. № 2004119927. Заяв. 29.06.04; опубл. 10.02.06.
8. Гейхман М.Г., Зозуля Г.П., Кустышев А.В., Листак М.В. Проблемы и перспективы колтюбинговых технологий в газодобывающей отрасли // Обз. информ. Сер. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 112 с.
9. Булатов А.И. Колтюбинговые технологии при бурении, заканчивании и ремонте нефтяных и газовых скважин: Справочное пособие. – Краснодар: Изд-во «Просвещение-Юг», 2008. – 370 с.
10. Паникаровский Е.В., Кустышев Д.А., Кустышев А.В. и др. Способ обработки призабойной зоны трещиновато-порового терригенного пласта с близкорасположенным газоводяным контактом // Патент 2459948 РФ. Е 21 В 43/27. Е 21 В 43/22. № 2013132098. Заяв. 10.07.13; опубл. 27.10.13, бюл. № 28.