

Опыт применения методов восстановления приемистости нагнетательных скважин

DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10057

Т.М. Муртазина
генеральный директор¹
murtazina_taslia@mail.ru

Е.Е. Андреева
старший научный сотрудник²
aee8277@rambler.ru

С.Е. Валеева
научный сотрудник²

¹ООО «Геодриллапроект», Казань, Россия

²ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Выполнение проектных показателей при разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин. Вопросы предупреждения потери приемистости и выявление основных причин ее ухудшения, на фоне которых необходимо разработать эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в ПЗП, позволяющие качественно и количественно восстановить ее и, как следствие, увеличить охват пластов заводнением, и в настоящее время остаются актуальными, в связи с постоянно меняющимися во времени пластовыми условиями, экономическими затратами и ужесточением экологических требований.

Материалы и методы

Для выявления факторов влияния на эффективность ГКО выведены геолого-статистические модели, характеризующие степень влияния и значимость геолого-промысловых и технологических параметров на эффективность ГКО в геолого-промысловых условиях месторождений Татарстана, выполнен анализ технологической эффективности применения метода ГКО в нагнетательных скважинах.

Ключевые слова

нагнетательные скважины, приемистость, системы заводнения, призабойная зона пласта, обработки ПЗП, эффективность

Основными причинами снижения приемистости нагнетательных скважин являются:

— набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой, а также с растворами определенных химических реагентов;

— смена в процессе закачки минерализованной воды на пресную;

— кольматация ПЗС твердой фазой промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других работ;

— повышенная остаточная нефтенасыщенность призабойных зонах скважин, которые до перевода под нагнетание работали как добывающие.

На большинстве месторождений, разрабатываемых в Татарстане, в том числе и на Ромашкинском месторождении, причинами снижения приемистости нагнетательных скважин является засорение пористой среды призабойной зоны пласта (далее — ПЗП), что происходит вследствие отложения в ПЗ глины, солей, продуктов коррозии, эмульсии при закачке воды, отложения продуктов реакции после проведения обработок химреагентами, по причине набухания пластовой глины из-за закачки пресной воды.

С целью компенсации отборов пластовой жидкости и для поддержания пластового давления, наряду с закачкой сточной воды используют пресную воду. По минеральному составу и химическим свойствам пресная вода сильно отличается от пластовой жидкости. Соответственно, при закачке ее в пласт, происходит изменение структуры пород (разбухание глин). Поэтому со временем пласты с большим содержанием глинистых частиц под воздействием пресной закачки не только кольматируются привнесенными механическими частицами, но начинается их «разбухание», что приводит к уменьшению приемистости. Эти пласты — потенциальные «клиенты» КРС для проведения обработки призабойной зоны пласта (далее — ОПЗ).

В результате смешения пластовых вод залежей девона и нижнего карбона, которые относятся к водам хлоркальциевого типа, с пластовыми водами залежей среднего и верхнего карбона, водами сульфатно-натриевого типа, происходит нарушение сульфатного равновесия что приводит к выпадению в осадок сульфата кальция и сульфида железа. Вода становится перенасыщенной карбонатами, часть которых в пласте выпадает в осадок, образуя кольматирующий слой в ПЗП. Сточные воды, не обработанные ингибиторами-бактерицидами, могут быть заражены сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ), которые также способствуют выпадению осадков карбоната кальция и сульфида железа в пласте.

Механические примеси, присутствующие в сточных водах, имеют различное происхождение. Часть их выносятся из продуктивных горизонтов вместе с добываемой жидкостью. Основная часть механических примесей образуется в результате нарушения солевого

равновесия, коррозии металлов, окисления закисного железа или вносится с пресной технической водой.

Минералогический анализ механических примесей в сточных водах, где преобладают железосодержащие пластовые воды (из отложения девона), показывает, что они состоят из глинистых частиц (20–40%), карбонатов (10–20%), окиси и гидроокиси железа (40–70%). Механические примеси содержат в своем составе также органические вещества: парафины, асфальтены, смолы. Нефть в сточных водах в основном находится в эмульгированном состоянии. Содержание нефтяных эмульсий в ПЗП также в значительной степени снижает приемистость нагнетательных скважин. Приемистость нагнетательных скважин также снижается, если набухаемость глини коллекторов в закачиваемой воде превышает значения их набухаемости в своей пластовой воде конкретного месторождения.

Следовательно, основной причиной снижения приемистости нагнетательных скважин является закачка некачественно подготовленных сточных, пластовых и пресных технических вод с высоким содержанием механических примесей, без учета совместимости химического состава вод различного типа. С целью восстановления и повышения приемистости нагнетательных скважин применяются физические методы ОПЗ (такие как очистка призабойной зоны промывкой) и методы с использованием различных химических реагентов. Ниже приводятся краткие описания различных ОПЗ по восстановлению и повышению приемистости нагнетательных скважин.

Технология с использованием КПАС — микроэмульсионная система, она не только хорошо очищает призабойную зону пласта от различных отложений, в т.ч. солевых отложений, от остатков буровых растворов, но и сохраняет, после ее нейтрализации, высокие нефтewытесняющие свойства. Эффективность применения КПАС для повышения нефтеотдачи пласта существенно возрастает если предварительно из скважины, подлежащей обработке, отобрать пробу осадка и на основании лабораторных исследований скорректировать компонентный состав КПАС.

Глинокислотная обработка (далее — ГКО) скважин — обработка смесью соляной (HCl) и фтористо-водородной (плавиковой) кислот (HF). Основным условием применения глинокислоты является отсутствие или минимальное (менее 0,5%) содержание в составе пород карбонатов. Кроме того, при обработках нагнетательных скважин, при наличии на забое и в приствольной части пласта отложений привнесенных продуктов коррозии и взвешенных веществ, растворимых хотя бы частично в соляной кислоте, перед обработкой глинокислотой желательнее провести очистную обработку соляной кислотой.

Поскольку объектом действия глинокислоты является центрирующий силикатный материал — аморфная кремнекислота,

глины, аргиллиты и прочее, оптимальный объем следует подбирать опытным путем, чтобы не увеличить количество глиноукислоты до такого объема, при котором значительная масса породы окажется дезагрегированной и появятся условия для разрушения пласта. Поэтому для первичных обработок можно ограничиться объемом в 0,3–0,4 м³ кислоты на 1 м толщины пласта. Если продуктивные породы пласта сложены из трещиноватых пород, объем для первичных обработок можно увеличить до 0,75–1,0 м³ на 1 м толщины.

Средний оптимальный состав рабочего кислотного раствора: HCl — 8,0%; HF — 4,0%. Рекомендуется не снижать концентрацию HF ниже 3,0% для песчаников с небольшим содержанием глинистого материала. Равным образом для песчаников с большим содержанием глин и других алюмосиликатов в качестве верхнего предела можно принять: содержание HCl — 10,0%; содержание HF — 5,0%.

Во избежание смешивания в пограничной зоне нейтрализованной соляной кислоты с плавиковой, можно первого раствора брать несколько больше (на 0,1–1,0 м³). Составы первого и второго растворов рекомендуются те же, что и для соответствующих растворов при обработках одной соляной кислотой (первый раствор) и при обработках одной глиноукислотой (второй раствор), описанных выше.

Комбинированные обработки. Под комбинированной обработкой понимается совмещение кислотной обработки с каким-либо другим геолого-техническим мероприятием, увеличивающим производительность скважины.

Глиноукислоту применяют для обработки эксплуатационных и нагнетательных скважин, как было упомянуто выше, продуктивные горизонты которых сложены песчаниками или песчано-глинистыми породами, с низким содержанием карбонатных пород, а также для удаления глинистой корки со стенок скважины. Эту кислоту нельзя применять для обработки карбонатных пород или сильно карбонизированных песчаников, так как образуется слизистый осадок фтори-стого кальция CaF₂, который способен закупоривать поровые каналы. Если все же необходима обработка песчаников, сцементированных карбонатами, то вначале надо провести солянокислотную обработку, а затем глиноукислотную. При двухрастворной обработке пласта, скорость закачки, особенно соляной кислоты, должна быть минимальна.

Особенностью глиноукислоты является ее способность растворять глинистые частицы и в некотором количестве даже кварцевый песок. Одновременно после обработки скважин грязевой кислотой, глины теряют способность к разбуханию и понижению, таким образом, проницаемости.

КАРФАС — один из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, т.е. двух его составляющих: коэффициента вытеснения в неохваченной части коллекторов и коэффициента охвата пласта воздействием. При закачке реагента КАРФАС возрастает фильтрационное сопротивление и остаточный фактор сопротивления высокопроницаемого пропластка. За счет блокирования высокопроницаемых зон пласта КАРФАС с гелеобразующими композициями, происходит перераспределение скоростей фильтрации

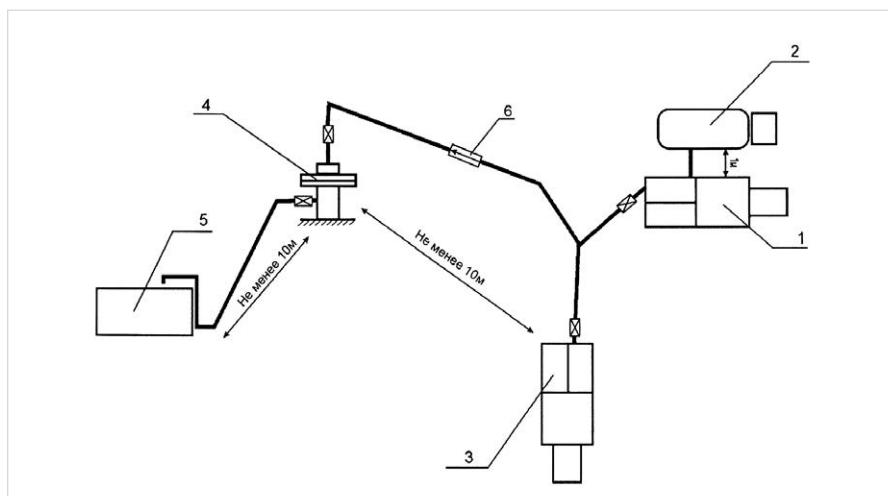


Рис. 1 — Технологическая схема обвязки оборудования при закачке глиноукислоты
1 — насосный агрегат, 2 — автоцистерна, 3 — кислотный агрегат, 4 — устье скважины, 5 — желобчатая емкость, 6 — обратный клапан

Fig. 1 — Technological scheme of equipment strapping during clay injection
1 — pump unit, 2 — tank truck, 3 — acid aggregate, 4 — wellhead, 5 — gutter capacity, 6 — check valve

по прослоям и увеличение коэффициента нефтеотдачи.

Отличительными особенностями реагента КАРФАС является способность образования геля за счет его взаимодействия с породой коллектора, т.е. непосредственно в пласте, гомогенность закачиваемого водного раствора, что делает его пригодным для применения на объектах разработки, обладающих высокой степенью однородности.

Виброволновое депрессионно-химическое воздействие (ВДХВ) — воздействие осуществляется с помощью механических, гидравлических и ультразвуковых генераторов волн давлений в пористой среде.

Колебания давления, генерируемым вибратором, распространяясь в пористой среде и пластовой жидкости, обуславливают появление микротрещин в породе, уменьшение вязкости нефти, разрушение пространственных структуры смолистых и парафинистых его составляющих. Возрастает так же подвижность границ раздела фаз вода — нефть, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой, улучшает смачиваемость породы водой, возрастает скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную пористую среду.

Разработка нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды в пласт на поздних стадиях разработки требует постоянно возрастающих объемов закачки. Это приводит, с одной стороны, к применению сточных вод, с другой стороны, повышению давления закачки. Поэтому эксплуатационная колонна в нагнетательных скважинах подвержена коррозионному воздействию химически активных сточных вод и высокого давления. Порывы эксплуатационной колонны ведут к огромным экологическим ущербам и финансовым затратам по их ремонту.

Причиной порывов эксплуатационной колонны является суммарное воздействие коррозии и высокого давления. Новая эксплуатационная колонна выдерживает существующие давления закачки, но, по мере коррозии, допустимое давление уменьшается. Наиболее интенсивно коррозия идет при движении жидкости.

Для продления срока службы нагнетательных скважин внедряется комплексная их защита по методике «ТатНИПИнефть, а именно:

- применение катодной защиты от наружной коррозии обсадных колонн;
- применение НКТ с внутренним полимерным покрытием;
- применение пакеров;
- заполнение межтрубного пространства над пакером антикоррозионной жидкостью (далее — АКЖ) на нефтяной основе;
- герметизация резьбовых соединений НКТ герметизирующими составами.

Герметично установленный пакер, во время эксплуатации нагнетательных скважин, предотвращает движение жидкости в межтрубном пространстве, сохраняет помещенную в межтрубье АКЖ, поэтому защищает эксплуатационную колонну не только от высокого давления, но и от коррозии.

В настоящее время, при эксплуатации нагнетательных скважин, для защиты эксплуатационной колонны широко применяются следующие типы пакеров: М1-Х-5,3/4, ПГД-ГРИ-12, ПРО-ЯДЖ-О и др., также пакера ТАМ. Одним из недостатков является несовершенство контроля за герметичностью пакеров.

Рекомендации

Учет литолого-петрофизических и геолого-промысловых характеристик исследуемых объектов разработки позволил повысить успешность проведения ГКО до 85–90 %.

Для выявления факторов влияния на эффективность ГКО получены геолого-статистические модели, характеризующие степень влияния и значимость геолого-промысловых и технологических параметров на эффективность ГКО в геолого-промысловых условиях месторождений Татарстана.

Установлено, что наибольшее влияние на эффективность данного метода оказывают: объем закачиваемого реагента, толщина пласта и фильтрационно-емкостные характеристики.

Успешность обработок и средний прирост на 1 скважину, в первую очередь, зависит от правильного подбора скважины и соблюдения технологии проведения ремонта. Для

повышения успешности ремонтов в зависимости от степени загрязнения призабойной зоны необходимо применять ГКО.

Проведенный анализ по технологической эффективности применения метода ГКО в нагнетательных скважинах показал неплохие результаты. Налицо факт увеличения их приемистости после проведения ОПЗ, что способствовало в дальнейшем улучшению работы реагирующих добывающих скважин.

Частое применение метода не дает, в отличие от первой обработки, большего технологического эффекта, вследствие малого содержания или отсутствия частиц, подлежащих растворению и удалению с ПЗП.

Итоги

Проведенный анализ по технологической эффективности применения метода ГКО в нагнетательных скважинах показал неплохие результаты. Налицо факт увеличения их приемистости после проведения ОПЗ, что способствовало в дальнейшем улучшению работы реагирующих добывающих скважин.

Частое применение метода не дает, в отличие от первой обработки, большего

технологического эффекта, вследствие малого содержания или отсутствия частиц, подлежащих растворению и удалению с ПЗП.

Выводы

Обобщение накопленного промыслового опыта применения глинокислотных обработок по восстановлению приемистости нагнетательных скважин, динамики приемистости и давления закачки до и после ОПЗ, позволяет сделать вывод о перспективности данного метода.

Результаты исследований позволяют сделать выводы об успешности проведения ГКО в целом на терригенных коллекторах, и в большей степени успешных на низкопроницаемых глинизированных коллекторах.

Для объектов воздействия с большой расчлененностью рекомендуется применять комплексные методы ОПЗ: закупорка пор высокопроницаемых пластов (пена, гель) и очистка пор низкопроницаемых пластов глинокислотой.

Литература

1. М. Кристиан, С. Сокол, А. Константианеску. Увеличение приемистости скважин. М.:

Недра, 1985. 184 с.

2. Регламент ведения ремонтных работ в скважинах ОАО «Татнефть» (взамен РД 153-39.1-355-04). Бугульма: ТатНИПнефть, 2008. 167 с.
3. Р.Б. Фаттахов, А.А. Арсентьев, Е.Ф. Захарова. Закачка технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ОАО «Татнефть». Альметьевск: АГНИ, 2009. 88 с.
4. Ю.В. Зейгман. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке месторождения. Уфа: УГНТУ, 2007. 232 с.
5. В.А. Еронин, И.В. Кривоносов и др. Поддержание пластового давления на нефтяных месторождениях. М.: Недра, 1973. 200 с.
6. И.Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти. Москва: Нефть и газ, 2003. 816 с.
7. Захарова Е.Ф. Скважинная добыча нефти. Альметьевск: АГНИ, 2012. 55 с.
8. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. М.: Недра, 1984. 225 с.

Experience in applying injection well recovery techniques

Authors

Taslia M. Murtazina — general director¹; murtazina_taslia@mail.ru

Evgeniya E. Andreeva — senior researcher²; eee8277@rambler.ru

Svetlana E. Valeeva — researcher²

¹LLC Geodrilproekt, Kazan, Russian Federation

²PEM TAS, Kazan, Russian Federation

Abstract

The fulfillment of design indicators in the development of oil fields while maintaining reservoir pressure by water injection largely depends on the effective operation of injection wells.

The issues of preventing the loss of injectivity and identifying the main causes of its deterioration, against which it is necessary to develop effective methods for regulating the filtration-capacitive characteristics in the bottomhole formation zone, which can qualitatively and quantitatively restore it and, as a result, increase the coverage of the reservoirs with water flooding, and currently remain relevant in due to constantly changing formation conditions, economic costs and toughening environmental requirements.

Materials and methods

To identify the factors influencing the efficiency

of GKO, geological and statistical models have been derived that characterize the degree of influence and significance of geological and production and technological parameters on the effectiveness of GKO in the geological and production conditions of Tatarstan fields, an analysis of the technological efficiency of the GKO method in injection wells.

Keywords

injection wells, injectivity, waterflooding systems, bottom-hole formation zone (BHF), processing of BHF, efficiency

Results

The analysis of the technological efficiency of the GKO method in injection wells showed good results. There is a fact of an increase in their injectivity after the SCF, which contributed to the further improvement of the reactive production wells. Frequent application of the method does not,

in contrast to the first treatment, give a greater technological effect, due to the low content or absence of particles to be dissolved and removed from the PZP.

Conclusions

A generalization of the accumulated field experience of the use of clay acid treatments to restore the injectivity of injection wells, the dynamics of injectivity and injection pressure before and after the SCF allows us to conclude that this method is promising. The research results allow us to draw conclusions about the success of GKO in general on terrigenous reservoirs, and more successful on low-permeability clayed reservoirs. For impacted objects with a large fragmentation, it is recommended to use complex SCF methods: blocking the pores of highly permeable formations (foam, gel) and cleaning pores of low-permeability formations with clay acid.

References

1. M. Kristian, C. Sokol, A. Konstantinesku. *Uvelichenie priemistosti skvazhin* [Increased injectivity of wells]. Moscow: Nedra, 1985, 184 p.
2. Reglament vedeniya remontnykh rabot v skvazhinakh ОАО «Татнефть» [Regulations for repair work in the wells of ОАО Tatneft' (in exchange for RD 153-39.1-355-04)]. Bугulma: TatNIPneft, 2008, 167 p.
3. R.B. Fattakhov, A.A. Arsent'ev, E.F. Zakharova. *Zakachka tekhnologicheskoy zhidkosti dlya podderzhaniya plastovogo davleniya na mestorozhdeniyakh ОАО «Татнефть'»* [Injection of process fluid to maintain reservoir pressure at the fields of ОАО Tatneft']. Almet'yevsk: AGNI, 2009, 88 p.
4. Yu.V. Zeygman. *Ekspluatatsiya sistem podderzhaniya plastovogo davleniya pri razrabotke mestorozhdeniya* [Operation of reservoir pressure maintenance systems during field development: a training manual]. Ufa: Publishing House UGNTU, 2007, 232 p.
5. V.A. Eronin, I.V. Krivonosov and others. *Podderzhanie plastovogo davleniya na nefyanykh mestorozhdeniyakh* [Maintenance of reservoir pressure in oil fields]. Moscow: Nedra, 1973, 200 p.
6. I.T. Mishchenko. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Downhole oil production]. Moscow: Oil and Gas Publishing House, 2003, 816 p.
7. Zakharova E.F. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Downhole oil production]. Al'met'evsk: AGNI, 2012, 55 p.
8. Suleymanov A.B., Karapetov K.A., Yashin A.S. *Prakticheskoe rascheti pri tekushchem i kapital'nom remonte skvazhin* [Practical calculations in the current and capital repair of wells]. Moscow: Nedra, 1984, 225 p.