УДК 622:276.75

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

IMPROVING THE EFFICIENCY OF CHEMICAL METHODS FOR IMPROVED OIL RECOVERY

Омельянюк Максим Витальевич
кандидат технических наук,
заведующий кафедрой «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Армавирского механико-технологического института,
Кубанский государственный технологический университет
m.omelyanyuk@mail.ru

Концевич Олег Вячеславович
студент,
Армавирский механико-технологический институт,
Кубанский государственный технологический университет

Omelyanyuk Maxim Vitalevich
Candidate of Technical Sciences
Head of the department «Machines and equipment of oil and gas fields»,
Armavir mechanical-technological institute,
Kuban state technological university
m.omelyanyuk@mail.ru

Kontsevich Oleg Vyacheslavovich
Student,
Armavir mechanical-technological institute,
Kuban state technological university

Аннотация. Перспективным методом интенсификации добычи нефти на скважинах, эксплуатируемых в осложнённых условиях, таких как снижение пластового давления, ухудшение пористости и проницаемости пород прискважинной зоны пласта и фильтров вследствие закупорки пор в результате кольматажа, является кислотная обработка. Химическая обработка обладает рядом преимуществ: невысокая отпускная цена чистого реагента; возможность отделения реагента от добываемой продукции; отсутствие воздействия на качество добываемой продукции; экономичность; малые временные затраты. Существующие технологии не лишены недостатков. Разработанный метод кислотной обработки включает спуск струйного насоса, совмещенного с роторным гидродинамическим вибратором, на двухрядной колонне НКТ и осуществление промывки забоя скважины от песка и отложений, закачку оторочки углеводородного растворителя, закачку кислотосодержащих эмульсий с внутренней углеводородной фазой, подачу непосредственно соляной кислоты 15 %-ной концентрации с ингибитором коррозии через струйный насос, в 3–7 циклов закачки и отбора продуктов реакции. Разработанная технология позволяет снизить материально-технические, временные и трудовые затраты путем существенного упрощения и удешевления процесса воздействия на призабойную зону пласта и фильтрационных отверстий.

Ключевые слова: соляная кислота, призабойная зона пласта, кольматаж, очистка, дебит, роторный гидродинамический вибратор.

Annotation. A promising method for intensification of oil production at the wells operated in the complicated conditions such as reservoir pressure decline, deterioration of porosity and permeability of rock formation near-well zone and filters due to blockage of pores as a result of colmatage is acid treatment. Chemical treatment has several advantages: low selling price of pure reagent, the possibility of separating the reagent from the extracted products, the lack of impact on the quality of the produced goods, efficiency, low time cost. The existing technology is not without drawbacks. Designed acid treatment method involves the descent of the jet pump, combined with a hydrodynamic rotary vibrator, on a two-lane tubing string and the implementation of washing downhole sand and sediment, download fringe hydrocarbon solvent, injecting acidic emulsions with internal hydrocarbon phase, feeding directly hydrochloric acid of 15 % concentration of corrosion inhibitor through the jet pump, in the pumping cycles 3–7 and selection of reaction products. The developed technology can reduce logistical, time and labor costs by significantly simplifying the process and reduce the cost of treatment of the bottomhole formation zone and weep-holes.

Keywords: hydrochloric acid, prizoboynaya formation zone, colmatage, treatment, discharge, hydrodynamic rotary vibrator.

В настоящее время большинство разрабатываемых в России нефтяных месторождений находится на завершающей стадии разработки, которая характеризуется низкими значениями пластового давления, активным обводнением эксплуатационных скважин, снижением приемистости в нагнетательных и дебита в добывающих скважинах. Уменьшение продуктивности скважин является следствием множества факторов таких, как постепенное снижение пластового давления, ухудшение проницаемости и пористости пород прискважинной зоны пласта и фильтров вследствие закупорки пор в результате биологического, механического и химического кольматажа.

Можно выделить следующие факторы снижения проницаемости фильтрационной зоны:

– снижение пористости горной породы пласта и смыкание трещин за счет возникновения сжимающих напряжений в стенке скважины после бурения и перфорирования обсадной колонны (ОК) — «оплавление» перфорационных каналов;

– проникновение глинистого раствора через трещины, раскрывающиеся под влиянием повышенных гидродинамических давлений, возникающих при восстановлении циркуляции промывочных жидкостей или быстром спуске бурового инструмента;

– отложение глинистой корки на стенках элементов скважины;

– образование кварцевого регенерационного цемента (в песчаниках), набухание породы коллектора (в глинистых породах, особенно в монтмориллонитовых), образование гидрофобных участков в коллекторах с битумами при проникновении бурового раствора в пласт на глубину 0,2–3 м;

– набухание глинистых частиц, содержащихся в порах коллектора, с возможным увеличением объема до 16 раз (бентонитовые глины);

– блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей: фазовая проницаемость нефти тем меньше, чем больше водонасыщенность;

– изменение pH среды;

– фазовые превращения в пластовой жидкости (выделение газов из нефти и их растворение в фильтратах, выпадение асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) и т.п.);

– образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий с высокой вязкостью и тиксотропными свойствами, а также нерастворимых осадков в результате взаимодействия фильтратов и пластовых жидкостей;

– изменение свойств поверхности горной породы в фильтрационных каналах (гидрофилизация) в результате повышения водонасыщенности порового пространства горной породы;

– закупоривание пор пласта твердыми частицами (кольматация), проникшими в коллектор вместе с фильтратом. Наибольшее влияние на проницаемость горной породы оказывают частицы, проникшие в нее на глубину до 10 мм, в то время как частицы, прошедшие на большую глубину, не оказывают существенного влияния на изменение проницаемости.

Одной из самых распространённых и эффективных технологий восстановления продуктивности скважин, является химическая обработка призабойной зоны пласта, позволяющая добиться устойчивого результата, при низких затратах.

Кислотные обработки скважин – самая распространенная технология интенсификации добычи нефти. Большинство нефтегазодобывающих и сервисных предприятий используют стандартные кислоты – соляную и грязевую кислоту. Во многих случаях применение данных кислот не приводит к положительным результатам, а в некоторых случаях ведет к снижению продуктивности и увеличению обводненности продукции скважин.

При использовании соляной и грязевой кислот могут возникнуть такие проблемы, как выпадение вторичных осадков после нейтрализации кислот, выпадение осадков АСПО и стойких эмульсий при контакте кислотных составов и пластовых флюидов, увеличение обводненности продукции вследствие образования заколонных перетоков, снижение эффективности из-за многократности обработок, снижение дебита вследствие образования «водной блокады» и т.д. [3].

В результате таких осложнений у промысловиков появляются скважины, на которых можно применять кислотные обработки, и скважины, на которых кислотные обработки применять нельзя. И со временем по разным причинам скважин, относящихся ко второй группе, становится все больше.

Однако для повышения эффективности проведения кислотных обработок, предупреждения перечисленных выше осложнений и риска получения отрицательных результатов, предлагаются следующие технические и технологические решения.

Перед закачкой основных кислотных реагентов следует забой скважины очистить от песчаной пробки, глинистого раствора, парафино-смолистых и асфальтеновых отложений, затем произвести закачку оторочки углеводородного растворителя (ацетон, керосин, бензин и т.п.) для растворения АСПО, сформировавшихся в ПЗП скважин, в объеме 250–300 л на 1 м толщины вскрытого продуктивного пласта.

Следующим этапом обработки предлагается закачка кислотосодержащих эмульсий с внутренней углеводородной фазой. При их закачке создаются условия для повышения охвата ПЗП воздействием по толщине и глубине, равномерного продвижения растворителя без их быстрой диффузии по радиусу проникновения, предотвращению преждевременного осаждения диспергированных кольматантов, а также снижается скорость коррозии подземного оборудования. Кроме того, более низкие значения плотности эмульсии позволяют им с большей долей вероятности фильтроваться в верхние, менее водонасыщенные интервалы, снижая объем попадания эмульсии в зоны, граничащие с подошвенной водой. Предлагается использовать следующий состав: керосин – 50 %; 15 %-й раствор HCl – 40 %; остальное – ПАВ, стабилизатор (к примеру, лимонная или уксусная кислоты), ингибитор коррозии стали (к примеру, ВНПП-2В, 0,5–2 %). Эмульсию закачиваем из расчета 0,3…0,5 $м^3$ на 1 м вскрытой толщины продуктивного пласта

Третьим этапом является закачка непосредственно соляной кислоты 15 %-ной концентрации с ингибитором коррозии (к примеру, ВНПП-2В, 0,5-2 %), фтористоводородной кислотой (2–5 %), лимонной кислотой в качестве стабилизатора (2–3 %).

Закачка кислотных реагентов осуществляется циклически, 3–7 циклов закачки и отбора продуктов реакции. Стационарная закачка кислоты обладает рядом недостатков – часть кислоты резко реагирует в головной части нагнетаемого раствора, а остальная часть кислоты остается непрореагировавшей. Также имеет место блокирование газообразными продуктами реакции части пласта. Для увеличения охвата пласта по толщине и глубине, увеличения равномерности обработки, улучшения условий удаления механических нерастворенных частиц кольматанта из пористого пласта используется разработанный струйный насос, спускаемый на двухтрубном ряду насосно-компрессорных труб [1].

Для осуществления цикла закачки на устье герметизируется внутренний ряд НКТ, и вся жидкость, нагнетаемая с дневной поверхности цементировочными агрегатами или кислотостойкими насосными агрегатами через кольцевое пространство между рядами НКТ (межтрубное пространство), поступает в пласт. Через 2 часа осуществляется цикл отбора.

Для осуществления цикла отбора продукции из пласта осуществляется нагнетание жидкости (дегазированной нефти) цементировочными агрегатами, открывается внутренний ряд НКТ, жидкость начинает поступать в струйный насос, в стволе скважины образуется депрессия, прореагировавшая и непрореагировавшая кислота с продуктами реакции (водорастворимые соли, углекислый газ и пр.) извлекается из пласта, поднимается на дневную поверхность. В емкостях происходит выделение газов (продуктов реакции), выпадение нерастворенных механических примесей, гравитационное отделение нефти, извлеченной из пласта.

За цикл отбора отбирается объем жидкости, равный объему закачки.

Через час данный раствор без мехпримесей и добытой нефти опять закачивается в пласт, после выдержки 2 часов повторяется цикл.

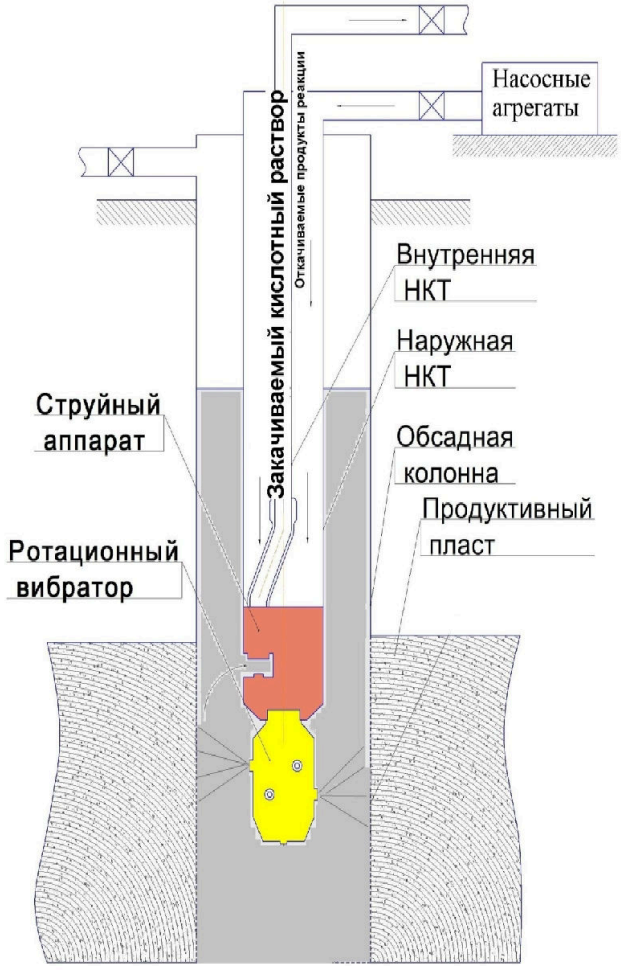

Рисунок 1 – Схема внутрискважинного оборудования для проведения работ по циклической кислотной интенсификации дебита скважин с одновременной откачкой песка, продуктов коррозии, кольматанта из ствола скважины

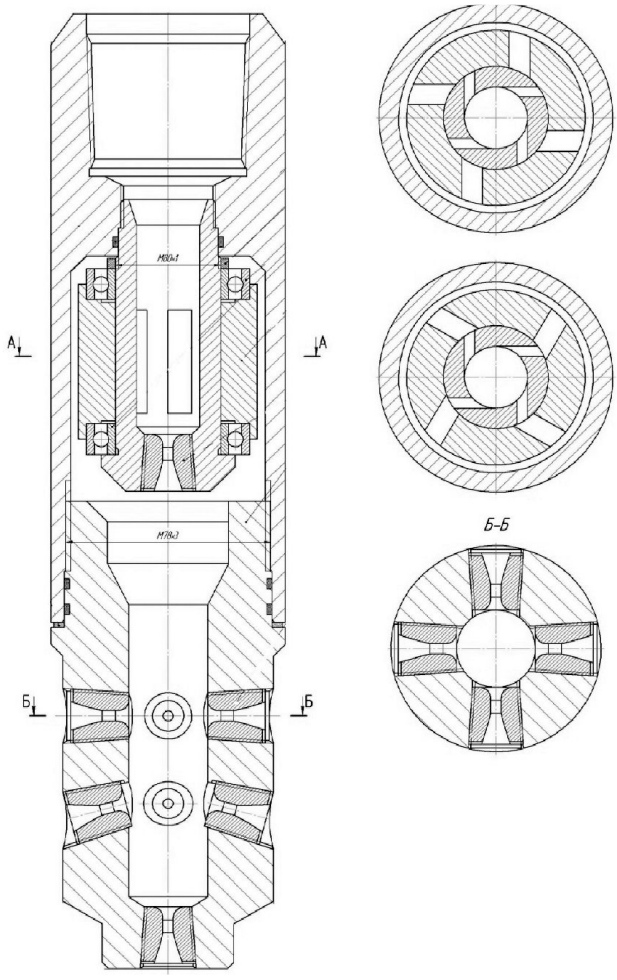

Рисунок 2 – Ротационный гидродинамический вибратор

Таким образом, осуществляется 3–7 циклов закачки-отбора реагентов в скважину. Количество циклов определяется на скважине, в зависимости от того, насколько быстро будет происходить реакция кислот с породой, и за какое количество циклов кислотность растворов понизится до pH = 5–7.

Закачка реагентов осуществляется через роторный гидродинамический вибратор, т.е. обеспечивается совмещение реагентной обработки и волнового воздействия на пласт [4]. При этом обеспечивается очистка внутренней поверхности обсадной колонны и перфорационных отверстий от кольматанта.

Преимущество используемых технических средств заключается в возможности генерирования колебаний вне самого устройства, а в ряде случаев – непосредственно в перфорационных каналах или на стенках обсадных труб, обеспечивая их качественную очистку; образование прямых и обратных гидроударов в перфорационных каналах, приводящих к их эффективной раскольматации [5].

Схема разработанного внутрискважинного оборудования для проведения работ по циклической кислотной интенсификации дебита скважин с одновременной откачкой песка, продуктов коррозии, кольматанта из ствола скважины представлена на рисунке 1. Схема одного из разработанных вибраторов представлена на рисунке 2.

Разработанные и апробированные химические многокомпонентные составы для повышения дебитов скважин химически нейтральны к обсадным колоннам и материалам фильтров.

Эффективность разработанной технологии интенсификации добычи пластового флюида, по сравнению с общеизвестными, заключается в следующем:

– высокий межремонтный период работы скважин;

– лучшая очистка внутренней поверхности обсадной колонны и перфорационных отверстий от кольматанта;

– надежная эксплуатация в осложненных условиях (низкие дебиты, высокое газосодержание, повышенные температуры, высокое содержание механических примесей).

Подтверждением эффективности разработанной технологии является ее внедрение в производственную деятельность ООО «Краснодарнефтегаз-Ремонт», осуществляющей капитальный ремонт скважин на нефтяных месторождениях Краснодарского края.

Литература:

1. Пахлян И.А., Проселков Ю.М. Выбор основных конструктивных параметров струйных аппаратов для технологий нефтегазовой отрасли // Газовая промышленность. – 2013. – № 12. – С. 36–39.

2. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методика испытания кислотных составов. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.

3. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012.

4. Омельянюк М.В., Пахлян И.А. Повышение эффективности освоения и эксплуатации добывающих скважин за счет применения импульсно-ударного, кавитационного воздействия на прискважинную зону продуктивного пласта / ОАО «ВНИИОЭНГ» // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 11. – С. 19–23.

5. Пахлян И.А., Омельянюк М.В., Османов С.В., Битиев И.И. База данных «Современные методы интенсификации добычи с применением эжекторных технологий». Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2015620375. Дата регистрации в ФИПС РФ 25.02.2015 года.

References:

1. Pakhlyan I.A., Proselkov Yu.M. Country Roads of the key design data of jet devices for technologies of oil and gas branch // Gas industry. – 2013. – № 12. – P. 36–39.

2. Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V.A., Mukhin M.M., Davletshina L.F. Acid processings of layers and technique of test of acid compositions. – M. : RGU of oil and gas of name I.M. Gubkina, 2011.

3. Magadova L.A., Silin M.A., Glushchenko V.N. Oil-field chemistry. Technological aspects and materials for layer hydraulic fracturing. – M. : RGU of oil and gas of name I.M. Gubkina, 2012.

4. Omelyanyuk M.V., Pakhlyan I.A. Increase in efficiency of mastering and operation of production wells due to application of impulse and shock, cavitational impact on a priskvazhinny zone of productive layer // Oil-field business. – 2014. – № 11. – P. 19–23.

5. Pakhlyan I.A., Omelyanyuk M.V., Ottomans S.V., Bitiyev I.I. «Modern Methods of an Intensification of Production using Ejector Technologies» database. Certificate on the state registration of the database № 2015620375. Date of registration in FIPS Russian Federation of 25.02.2015.