

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИНЫ

В работе отражены основные приоритетные направления по оптимизации процесса ремонта скважин, новейшие разработки в области ремонта скважин, которые внедряются на сегодняшний день в ОАО «Татнефть». Описаны результаты испытаний новых реагентов на скважинах Ромашкинского месторождения. Приведены сравнительные результаты внедрения новых методов ремонта скважин и полученный при этом экономический эффект.

Ключевые слова: ремонт скважин, методы интенсификации добычи нефти, фильтрационные характеристики коллектора, эффективность кислотных обработок.

Введение

Ромашкинское месторождение ОАО «Татнефть» на сегодняшний день находится на поздней стадии разработки. Основной фонд скважин эксплуатируется уже довольно длительное время и требует значительных затрат для поддержания его в работоспособном состоянии. В этой связи как никогда остро стоит вопрос оптимизации процесса ремонта скважин и сокращения его продолжительности.

В связи с ежегодным ростом средней стоимости одного ремонта скважины возникает необходимость снижения затрат. Специалистами НГДУ «Альметьевнефть» по организации ремонта скважин совместно с сервисными предприятиями по ремонту скважин ежегодно составляются мероприятия, направленные на оптимизацию процесса ремонта скважины. На основании разработанных мероприятий выделены основные приоритетные направления по оптимизации.

1. На 2012 год запланировано проведение 146 процессов гидроразрыва пласта (ГРП) против 103, выполненных в 2011 году. Значительного снижения продолжительности ремонта удастся достигнуть сокращением времени ожидания спада давления после проведения ГРП (Рис. 1). За счет применения новейших деструкторов время распада полисахаридного геля снижается с 24 до 12 часов. Экономия затрат при выполнении одного ремонта составляет порядка 46 тыс. руб.

Далее сокращается продолжительность ввода скважи-



Рис. 1. Процесс проведения гидроразрыва пласта.

ны в эксплуатацию после проведения ГРП в среднем на 32 часа (198 тыс. руб.). После проведения ГРП производится спуск зубчатого фрезы ФКЗ-89 и технологического паке-ра-ПРО. Тем самым исключаются дополнительные работы по спускоподъемным операциям (СПО) винтового забойного двигателя (ВЗД) с целью разбуривания пропантовой пробки, СПО пера на НКТ для вымыва пропантата с кварцевым песком и отбора жидкости свабированием из кольцевого пространства.

2. Существенно снижается продолжительность ремонта за счет сокращения времени ожидания результатов исследования (ОРИ) после проведения геофизического

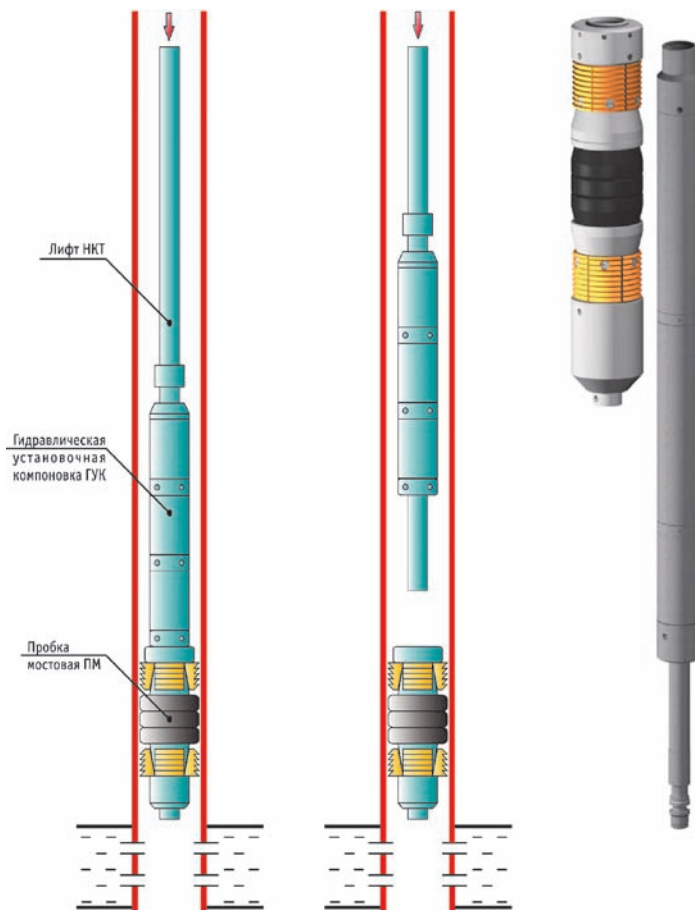


Рис. 2. Пробка мостовая разбуриваемая.

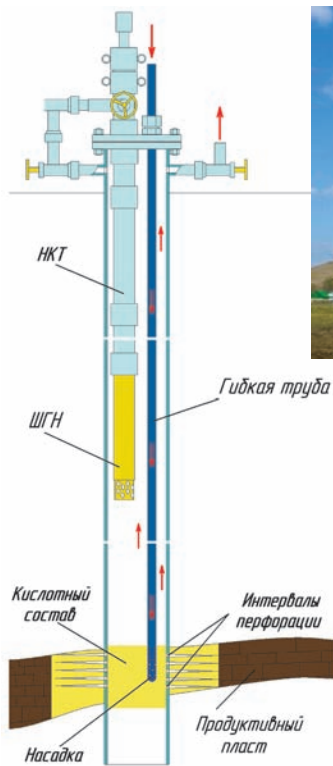


Рис. 3. Обработка ПЗП кислотным составом ИТПС-РС марки «А». Недостатки НС1 15 МЛ, НС1 24МЛ: длительное реагирование кислоты, высокая скорость реакции. Преимущества ИТПС-РС марки «А»: кислота замедленного действия, длительный срок эффекта от обработки, высокая успешность.

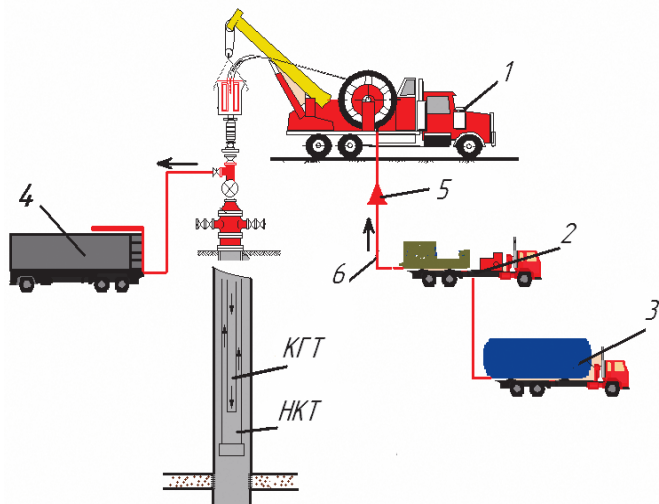


Рис. 4. Процесс обработки нагнетательной скважины закачкой мощней композиции на основе водорастворимого ПАВ «ИТПС-04-А» и органического растворителя. 1 – колтубинговая установка, 2 – насосный агрегат, 3 – автоцистерна, 4 – желобная ёмкость, 5 – обратный клапан, 6 – нагнетательная линия.

исследования (ГИС). Непосредственно со скважины информация по ГИС оперативно посредством беспроводного интернета (основные операторы – МТС, Мегафон) передается на геофизическую базу, где происходит детальная интерпретация данных. Это позволяет сократить продолжительность времени принятия решения о дальнейшем ходе ремонтных работ на скважине в среднем на 2 часа (около 16 тыс. руб. при выполнении одного ГИС).

В 2011 году в сравнении с 2010 годом значительно выросло количество повторных работ по ликвидации заколонной циркуляции. Традиционно применяемые в настоящее время способы ликвидации заколонного перетока жидкости с нижележащими пластами методом тампони-

рования не всегда приводят к требуемым результатам. Это связано с низкой надежностью технологии ликвидации перетока. Совместно с сервисным предприятием ООО «АльметьевскРемСервис» разработана и успешно испытана технология порционной закачки жидкого стекла и хлорида кальция.

3. Новым направлением оптимизации является отказ от установки цементных мостов за счет использования разбуриваемых мостовых пробок (Рис. 2). Эффективность данного мероприятия достигается исключением операций по намыву кварцевого песка, установке отсекающего цементного моста, сокращения СПО НКТ. В среднем продолжительность ремонта сокращается на 30 часов (186 тыс. руб.).

4. До 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» основными кислотами, применяемыми для обработок, являлись – соляная (НС1 15 МЛ и НС1 24 МЛ) и плавиковая (ГКК, ГК-НЛ и ГК-МЛ).

Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения неорганических солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложений смол парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины, а также гидратации пород. Одной из основных причин, осложняющих эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин, является образование в процессе эксплуатации асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), что приводит к выводу из строя скважинного оборудования и приводит к снижению приёмности пластов нагнетательных скважин.

На сегодняшний день в ОАО «Татнефть» одним из основных растворителей, используемых для обработки эксплуатационных колонн и НКТ с целью очистки и удаления от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), является растворитель парафинов нефтяной (РПН).

РПН – продукт переработки нефти, легковоспламеняющаяся жидкость с преобладанием лёгких фракций. Мощное действие растворителя основано на избирательном растворении смолосмола парафиновой составляющей АСПО, при этом остальные компоненты диспергируются и выносятся на поверхность потоком промывочной жидкости при промывке. Практика показывает, что в летнее время года при температуре окружающей среды выше 25 °С обработки скважин закачкой РПН неэффективны и пожароопасны, так как происходит снижение плотности растворителя. Снижение плотности растворителя препятствует нормальной работе насосных агрегатов и увеличивает продолжительность закачки, как следствие увеличивает её стоимость и снижает эффективность.

Как альтернативный метод обработки эксплуатационных колонн и НКТ от АСПО, с 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» начали широко применять мощную композицию на основе комплекса водорастворимого ПАВ ИТПС-04-А и растворителя «МИА-ПРОМ».

Данной методикой предлагается совместное применение водорастворимого комплекса ПАВ ИТПС-04-А и растворителя «МИА-ПРОМ», что позволяет достичь максимального эффекта за счёт синергетического взаимодействия реагентов.

Данный физико-химический метод предложен научно-производственным центром «Интехпромсервис», г. Казань. Основными преимуществами данного метода является более низкая стоимость реагентов и возможность проведения обработок при температурах окружающей среды от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

В НГДУ «Альметьевнефть» силами ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» ежегодно на нагнетательном фонде скважин проводится от 100 до 200 обработок эксплуатационных колонн и НКТ от АСПО с применением гибкой трубы. Успешность обработок от АСПО с применением РПН не превышала 50 %, тогда как применение моющей композиции на основе комплекса водорастворимого поверхностно-активного вещества (ПАВ) ИТПС-04-А и растворителя «МИА-ПРОМ» позволило повысить успешность до 66 % (Рис. 3).

Известно, что продуктивность скважин во многом зависит от естественной проницаемости продуктивного пласта в целом и призабойной зоны в частности. Кроме того, большое влияние на последующую производительность объекта оказывают характер и зона изменения проницаемости в процессе закачивания и эксплуатации скважины. В этой связи большое значение приобретают методы интенсификации добычи нефти, которые позволяют восстанавливать, либо улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин. Одним из наиболее распространённых видов воздействия на призабойную зону с карбонатными и терригенными коллекторами являются кислотные обработки скважин.

До 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» основными кислотами, применяемыми для обработок, являлись – соляная (НС1 15 МЛ и НС1 24 МЛ) и плавиковая (ГКК, ГК-НЛ и ГК-МЛ). Успешность обработок на добывающем фонде при обработках карбонатных коллекторов составляла в среднем 30-40 %, при обработках терригенных коллекторов на нагнетательном фонде скважин не превышала 46-50 %.

Водонасыщенные известняки и пористые доломиты имеют высокую удельную поверхность, поэтому реакция нейтрализации соляной кислоты протекает чрезвычайно быстро. Даже в трещиноватых коллекторах, когда кислота движется без сопротивления, значительная часть кислоты проникает в стенки этих трещин, при этом кислота практически мгновенно нейтрализуется, так как удельная поверхность контакта кислоты с водонасыщенной породой очень большая. Глубина проникновения кислоты до её нейтрализации составляет несколько сантиметров, этим обстоятельством вызвано желание ограничить впитывание кислоты стенками трещин (проводящих каналов) и без того обладающих сверхвысокой проницаемостью. В этих условиях замедление реакции кислоты с карбонатами становится определяющим в успешности солянокислотной обработки.

На основании собранной аналитической работы, и исходя из вышеперечисленных причин низкой успешности кислотных обработок, возникла естественная необходимость в изыскании новых видов кислотных составов.

После проведения лабораторных испытаний образцов пластовых флюидов и пород-коллекторов, сотрудниками ООО НПЦ «Интехпромсервис» был разработан новый

кислотный состав ИТПС-РС для карбонатных (марка «А») и терригенных (марка «Б») коллекторов, который увеличивает эффективность кислотных обработок.

С 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» на скважинах Ромашкинского и Бухарского месторождений были начаты промысловые испытания кислотных составов ИТПС-РС. На сегодняшний день на добывающем фонде скважин выполнено 13 обработок, неуспешных из которых только 3 (успешность составила 76,9 %). На 7-ми скважинах эффект от произведённых обработок продолжается и до сей поры. На нагнетательном фонде скважин выполнено 48 обработок кислотными составами ИТПС-РС марки «Б», успешность которых составляет на сегодняшний день 62,5%, причём на 14-ти скважинах эффект от обработок продолжается. Часть обработок (15 скв.) выполнена комплексным методом с применением установки «Гибкая труба», которая включает как обработку ствола скважины и насосно-компрессорных труб от АСПО, так и обработку кислотным составом ИТПС-РС марки «Б» (успешность таких обработок составляет порядка 67 %). Для сравнения успешность подобных ремонтов при использовании стандартных материалов (таких как РПН и ГК-НЛ) не превышает 54 % (Рис. 4).

Заключение

Новые подходы к проведению ремонта скважин и внедрение новейших разработок в области ремонта скважин, совмещённые с постоянно проводимой аналитической работой, позволяют сокращать весьма значительные затраты на ремонт скважин, при этом увеличив его успешность.

T.I. Galiev, D.P. Zaycev. **Well-workover operation process optimization.**

The paper reads the main priority directions for well workover process optimization, recent developments in the field of well workover, which are implemented currently in the JSC "Tatneft". Results of new agents testing on wells of the Romashkino field are described. Comparative results of implementation of well workover new methods and economical impact obtained thereat are listed.

Key words: well workover, enhanced oil recovery, acid treatment, filtration characteristics. .

Тимур Ильдусович Галиев

Начальник отдела организации ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть».

Дмитрий Петрович Зайцев

Ведущий распорядитель работ по КРС и ПНП отдела организации ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». Научные интересы: гидродинамика, физика пласта, ядерная физика.

ООРС и ПНП НГДУ «Альметьевнефть». 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 35. Тел.: (8553)370-790.