

УДК 622.2766

Интенсификация скважин с помощью колтюбинговой установки

Production Enhancement by Mean of CT Device

Е.В. Паникаровский, Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев, Ю.В. Карачарова,
ООО «ТюменНИИГипрогаз»; В.Н. Никифоров, ООО «МЕГА»

E.V. Panikarovsky, D.A. Kustyshev, A.V. Kustyshev, Yu.V. Karacharova,
V.N. Nikiforov

Аннотация. Рассмотрены методы интенсификации притока углеводородов в нефтегазовых скважинах многопластовых месторождений. Отмечено, что для эффективной добычи газа из продуктивного пласта необходима их индивидуальная обработка с отсечением каждого пласта друг от друга. Предложены технологии обработки призабойной зоны пласта путем отсечения пластов друг от друга с помощью надувных пакеров, спускаемых на безмуфтовой длинномерной трубе колтюбинговой установки, или перекрытием необрабатываемых пластов намываемой песчаной пробкой.

Ключевые слова: Скважина, интенсификация, призабойная зона пласта, обработка, кислотный раствор, пакер, песок, освоение.

Annotation. Methods of a stimulation of inflow of hydrocarbons in oil and gas wells deposits are considered. It is noted, that their individual processing is necessary for effective extraction of gas from a productive layer with cutting off of each layer from each other. Technologies of processing critical area of formation by cutting off of layers from each other by means of inflatable packers, lowered on flexible pipe coiled tubing installations, or by overlapping of unprocessed layers a sandy block are offered.

Keywords: well, ntensification, critical area of formation, treatment, acid solution, packer, sand, completion.

На завершающей стадии разработки месторождений в условиях низких пластовых давлений одним из направлений повышения продуктивности скважин является интенсификация притока. Для снижения негативных последствий воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) и продуктивный пласт фильтратов различных технологических жидкостей,

применяемых при ремонте с помощью подъемных агрегатов, а также с целью ускорения освоения и вывода скважин на проектный режим капитальный ремонт скважин (КРС) следует проводить с помощью колтюбинговых установок.

При проведении КРС с целью интенсификации притока углеводородов следует разрабатывать новые рецептуры



жидкостей и технологии проведения ремонтных работ, причем для успешного проведения КРС рекомендуется разрабатывать технологии индивидуально для каждой скважины.

Использование технологических жидкостей при проведении КРС является частью технологии проведения ремонтных работ, поэтому разработка и внедрение новых технологических жидкостей является одним из главных составляющих успешного проведения ремонта.

При проведении любых ремонтных работ в скважинах используются технологические жидкости, эти жидкости могут отличаться составом, плотностью, могут быть ограничены в применении высокой пластовой температурой. Использование технологических жидкостей, фильтрат которых не вступает во взаимодействие с минералами, составляющими породу ПЗП, является одним из путей снижения отрицательного воздействия последствий КРС.

При проведении КРС на скважинах следует использовать нефилтрующие растворы или технологические жидкости, не приводящие к снижению проницаемости пластов, например, такие как полимерные растворы (ПР) или растворы на углеводородной основе (РУО) [1].

При использовании технологических жидкостей на углеводородной основе исключаются негативные моменты, такие как набухание глинистых минералов пласта, блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными явлениями в порах породы-коллектора, образование нерастворимых осадков при контакте с минерализованными водами, увеличение толщины пристенных слоев жидкости на поверхности зерен породы, коррозия оборудования.

Обычно для проведения кислотной обработки используют соляную кислоту (HCl) или ее смесь с плавиковой кисло-

той (HF), так называемую глинокислоту, которые закачиваются по насосно-компрессорным трубам (НКТ) и продавливаются в пласт. Негативной стороной данной технологии является то, что вода, входящая в состав кислотного раствора, отрицательно влияет на глиносодержащие минералы породы-коллектора, в результате чего слабосцементированный пласт может начать разрушаться.

В случае использования для кислотной обработки обратной нефтекислотной эмульсии (ОНКЭ) отрицательно влияния воды на глиносодержащие минералы породы-коллектора можно избежать. ОНКЭ представляет собой смесь нефти и кислоты с поверхностно-активным веществом (ПАВ), чаще всего неонолом АФ-9-12, в соотношении фаз нефть/водная фаза – 80/20, получается стойкая к расслоению эмульсия [2].

Для успешного увеличения дебитов скважин следует использовать составы на основе обратной газированной нефтекислотной эмульсии (ОГНКЭ). Эту эмульсию можно приготавливать в пластовых условиях со степенью аэрации от 0,8 до 3,0 с газовой фазой, в качестве которой можно использовать азот, углекислый или природный газ. При обработке ПЗП с использованием ОГНКЭ будет происходить проникновение состава на большую глубину с минимальным повреждением глинистой составляющей цемента породы-коллектора.

В условиях низких давлений для сохранения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта за счет уменьшения его загрязнения и увеличения добычи при проведении КРС следует использовать вместо передвижных подъемных агрегатов с НКТ колтюбинговые установки с гибкой трубой (ГТ). Ремонтные работы с использованием колтюбинговой установки отличаются меньшей



продолжительностью и большей эффективностью выполнения КРС, чем при использовании подъемных агрегатов [3, 4].

Колтюбинговая установка может использоваться при выполнении следующих операций по интенсификации притока – при проведении кислотных обработок, при проведении поинтервальных кислотных обработок отдельных пластов с использованием систем надувных пакеров или отдельно спущенных надувных пакеров, при проведении поинтервальных кислотных обработок отдельных пропластков с использованием технологии отсыпки забоя скважин через лифтовую колонну песчаным материалом с перекрытием интервалов перфорации с последующим его вымыванием из скважины.

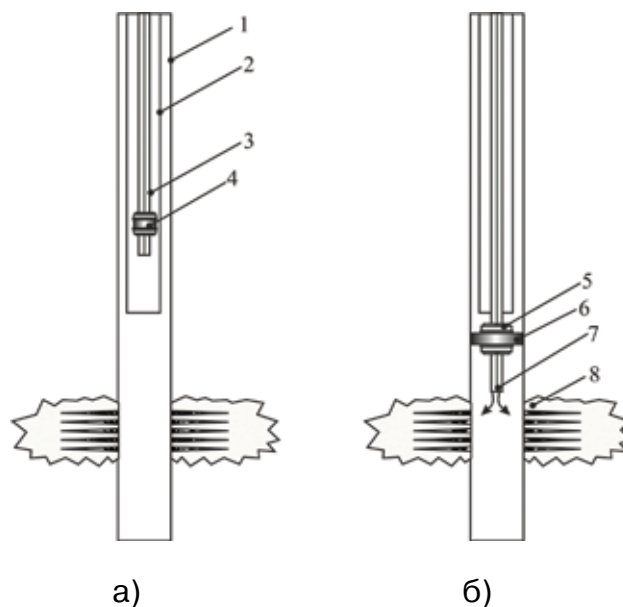
Кислотная обработка в одном пласте проводится в следующей последовательности (рис. 1).

На ГТ монтируется промывочная насадка типа «перо» и надувной пакер, проводится спуск ГТ в не заглушенную скважину через лифтовую колонну до обрабатываемого пласта, запакеровывается надувной пакер с перекрытием внутренней полости эксплуатационной колонны.

Проводится приготовление ОГНКЭ с помощью эжектора. Через ГТ закачивается расчетное количество эмульсии, продавливается в пласт газом и оставляется на реагирование в течение 10–12 ч.

Извлекается ГТ в следующей последовательности. В первую очередь распакеровывается надувной пакер и начинается подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с). Затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). ГТ извлекается из скважины и проводится демонтаж пакера.

Поинтервальная кислотная обработка нескольких продуктивных пластов про-



1 – эксплуатационная колонна; 2 – лифтовая колонна; 3 – ГТ; 4 – надувной пакер в транспортном положении; 5 – надувной пакер в рабочем положении; 6 – уплотнительный элемент надувного пакера; 7 – промывочная насадка типа «перо»; 8 – обрабатываемый продуктивный пласт

Рисунок 1 – Схема кислотной обработки одного пласта: а) при спуске; б) при кислотной обработке

водится следующим образом (рис. 2) [5].

На ГТ монтируется сборка из двух надувных пакеров и перфорированной трубы, размещенной между ними (длина перфорированной трубы выбирается с учетом максимальной толщины обрабатываемых пластов и с соблюдением условия, чтобы при запакеровке пакеры не размещались в интервалах перфорации), проводится спуск ГТ в незаглушенную скважину до обрабатываемого нижнего пласта и запакеровывается нижний надувной пакер-пробка ниже подошвы продуктивного пласта, после проводится запакеровка верхнего надувного пакера выше покрышки продуктивного пласта для отсечения вышележащих пластов.

Через ГТ проводится закачивание расчетного количества ОГНКЭ, которая продавливается в пласт газом и оставляется на реагирование в течение 10–12 ч. Вышележащие продуктивные пласты обра-



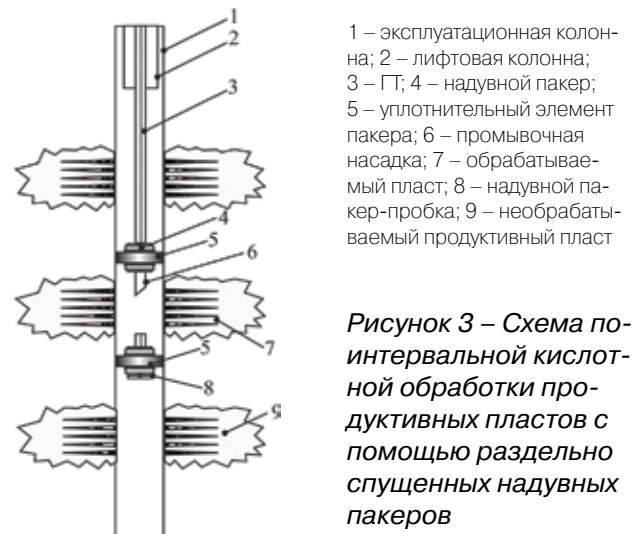


батываются в такой же вышеописанной последовательности (рис. 2).

После обработки всех запланированных для интенсификации пластов распакеровывается нижний надувной пакер-пробка и верхний надувной пакер, проводится вызов притока из скважины и ее отработка через факельную линию для удаления продуктов реакции и выхода на рабочий режим. Из скважины извлекается ГТ и проводится демонтаж пакерной сборки.

В случае невозможности применения пакерной сборки с перфорированной трубой можно использовать отдельно спущенные надувные пакеры, для этого в скважине первоначально устанавливаются с помощью ГТ нижний надувной пакер-пробку, отсоединяются и повторяют спуско-подъемную операцию по установке верхнего надувного пакера (рис. 3).

Извлечение ГТ проводят в следующей последовательности: распакеровывают верхний надувной пакер и начинают подъем ГТ сначала на малой скорости (не более 0,01 м/с), затем, убедившись в отсутствии прихвата, переходят на допустимую скорость (не более 0,5 м/с). Извлекают ГТ из скважины, проводят демонтаж пакера и повторяют спуско-подъемную операцию по извлечению нижнего пакера-пробки.



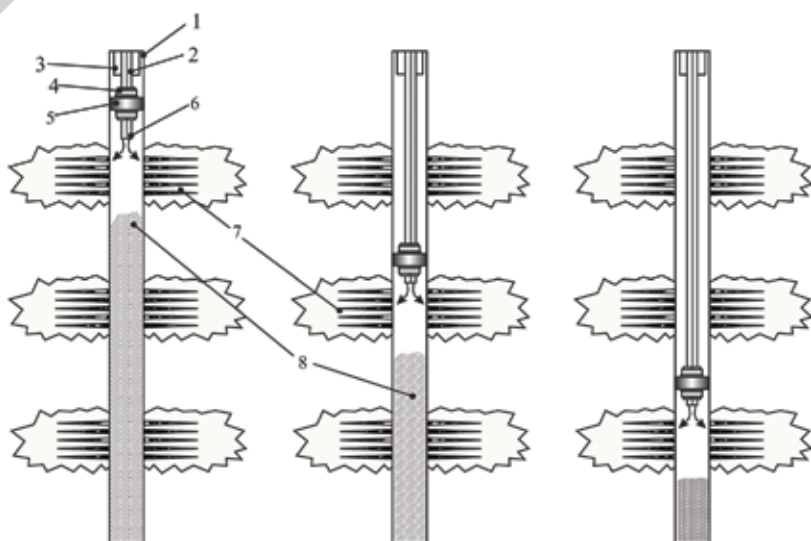
Кислотную обработку нескольких продуктивных пластов, находящихся выше нижележащего пласта, можно также проводить следующим образом (рис. 4).

Перед проведением кислотной обработки проводят отсыпку забоя скважины песком через лифтовую колонну с перекрытием всех интервалов перфорации за исключением самого верхнего обрабатываемого интервала.

На ГТ монтируют промывочную насадку «перо» и надувной пакер, проводят спуск ГТ в незаглушенную скважину до головы песчаной пробки, которая перекрывает нижележащие интервалы перфорации, и проводят запакеровку пакера, который размещается над крышкой обрабатываемого пласта. После этого через ГТ проводят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч. Затем проводят вызов притока и отработку скважины на факельную линию.

Для обработки нижележащего продуктивного пласта проводят распакеровку надувного пакера, промывают песчаную пробку до следующего обрабатываемого интервала. После вымывания верхней части песчаной пробки проводят запакеровку пакера для отсечения вышележащего обработанного интервала, прово-





1 – эксплуатационная колонна; 2 – ГТ; 3 – лифтовая колонна; 4 – надувной пакер; 5 – уплотнительный элемент пакера; 6 – промывочная насадка; 7 – обрабатываемый интервал; 8 – отсыпка песком с перекрытием интервалов перфорации необрабатываемых продуктивных пластов

Рисунок 4 – Схема поинтервальной кислотной обработки продуктивных пластов с отсыпкой забоя песком

дят закачивание ОГНКЭ, продавливают эмульсию в пласт газом и оставляют ее на реагирование в течение 10–12 ч. Нижележащие продуктивные пласты обрабатывают в такой же последовательности.

После окончания времени реакции кислоты проводят вызов притока из скважины и ее отработку через факельную линию для удаления продуктов реакции и выхода на рабочий режим.

При проведении интенсификации притока с использованием колтюбинговых установок работы проводятся без глушения скважин, что положительно сказывается на состоянии ПЗП, так как устраняется возможность проникнове-

ния фильтратов технологических жидкостей в эту зону.

В настоящее время наблюдается тенденция в проведении интенсификационных работ с помощью колтюбинговых установок, поиска новых технологических решений и разработка новых рецептов рабочих составов при проведении КРС. Использование ОГНКЭ при проведении интенсификационных работ облегчает освоение скважин, так как наличие газовой фазы обеспечивает лучшее очищение ПЗП от продуктов реакции, а присутствие ПАВ в составе улучшает вынос мелких частиц из скважины. ■

Литература

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Казакевич Л.В. и др. Применение пенных систем в нефтегазодобыче. – М.: Недра, 1987. – 229 с.
2. Зейгман Ю.В., Карпов А.А. Применение нефтекислотных эмульсий при разработке месторождений с карбонатными коллекторами // Нефтегазовое дело. – 2007. – Том 5, № 1. – С. 76–80.
3. Молчанов А.Г., Вайншток С.М. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибкой трубы. – М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. – 304 с.
4. Паникаровский Е.В., Кустышев А.В., Кустышев Д.А. и др. Способ обработки призабойной зоны низкопроницаемого терригенного пласта// Патент 2451175 РФ. Е 21 В 43/27, Е 21 В 43/22. № 2010151580. 2012. Бюл. № 18.
5. Д.А. Кустышев, А.В. Кустышев, А.В. Немков и др. Способ поинтервальной обработки призабойной зоны пластов нефтегазовой скважины (варианты)//Патент 2459948 РФ. Е 21 В 43/27. № 2011109615. 2012. Бюл. № 24.