

2. О снижении давления газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных погружными центробежными насосами [Текст] / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, М.Ш. Давлетов // Академический журнал Западной Сибири – 2013. – Т.9. – №6. – С.38 – 39.
3. A cost effective way to boost production from tight oil and gas fields using surface jet pump systems [Text] / Sacha Sarshar, Najam Beg // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – 2013. – P. 1 – 22. DOI: 10.2118/164032-MS.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАК СПОСОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ

Бычков Д.А.

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Обработка призабойной зоны пласта растворами соляной кислоты была и остается основной при разработке нефтяных месторождений с карбонатными коллекторами. Однако многочисленные исследования, проведенные как в нашей стране, так и за рубежом, показывают, что эффективность этого метода не всегда достаточно высока, а иногда характеризуется отрицательными значениями показателей. Причинами этого являются: особенности геологического строения залежей, несоответствие применяемой технологии воздействия конкретным геологическим условиям рассматриваемого объекта, отсутствие научно обоснованных методов отбора и технологии обработки скважин с учетом технологических особенностей скважин и залежей [1].

Следует отметить, что различные исследователи отражают эффективность проводимых обработок призабойной зоны с помощью различных показателей. Это делает невозможным сравнение результатов друг с другом и всестороннюю оценку эффективности. Кроме того, установлено, что на сегодняшний день практически отсутствуют исследования, посвященные обобщению опыта проведения соляно - кислотных обработок (СКО) карбонатных коллекторов турнейской стадии, содержащих высоковязкую нефть (более 20 МПа·с) и трудноизвлекаемые запасы. Использование ранее полученных моделей и методик для условий других месторождений (с иными геологическими и физико-химическими свойствами пластов и насыщающих их флюидов) может привести не только к большим ошибкам, но и к противоречивым результатам [2].

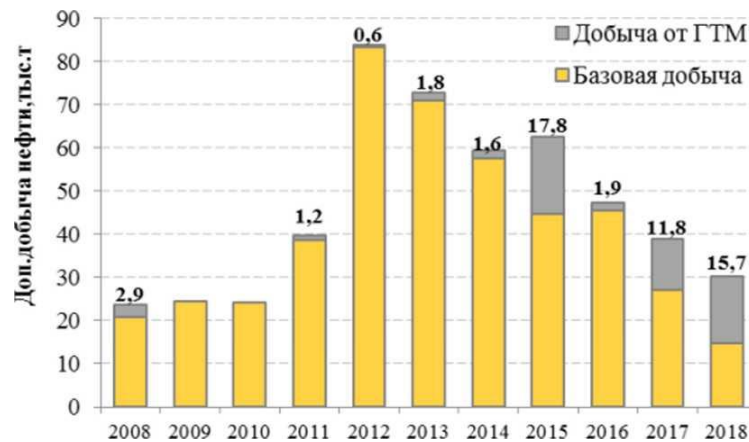


Рис. 1 Динамика добычи нефти за период 2008-2018 гг.

На рисунке 1 представлена динамика базовой добычи нефти и дополнительной добычи нефти после проведения ГТМ на Саврухинском месторождении за период 2008-2018 гг. Из рисунка видно, значительные доли добычи от ГТМ в годовых отборах приходятся на 2015 г. (29 %), 2017 г. (30 %), 2018 г. (52 %). В 2015 г. это выполнение СКО на скважине No28 и переходящий эффект выполненного ИДН в 2014 г. на скважине No29. В 2017 г. Это выполненный в скважине No 37 перевод с объекта А-3 на объект Б-1, и в 2018 г. Переходящий эффект от этого ГТМ. Исходя из геологических и технологических характеристик объектов разработки Саврухинского месторождения и критериями применения методов ПНП применение крупномасштабных технологий ПНП, направленных на повышение коэффициентов вытеснения и охвата процессом вытеснения, на нефтяных залежах месторождения нецелесообразно, поэтому для них даются рекомендации по использованию технологий локального воздействия на пласты (обработка призабойных зон пластов), способствующих интенсификации добычи нефти, а также повышению как текущей, так и конечной нефтеотдачи за счет реализации механизма увеличения охвата пласта воздействием со стороны зоны отбора и нагнетания.

Объект А-3 Саврухинское поднятие. Объект А-3 приурочен к терригенному коллектору, выделяется на Саврухинском поднятии, и характеризуется следующими фильтрационно-емкостными свойствами: проницаемостью равной 0,227 мкм², вязкостью нефти в пластовых условиях - 14,9 мПа с, степенью расчлененности - 2,06. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина равна 4,9 м.

Знание типа подкисляемого пласта и деталей его минералогического строения имеет решающее значение для достижения положительных результатов. В карбонатных пластах, что свойственно для Саврухинского месторождения кислотная конструкция обычно основана на использовании соляной кислоты (НСl). Задача при подкислении карбонатных пластов песком (кварцем), полевыми шпатами и глинистыми частицами, которые блокируют или ограничивают поток через поровые пространства, тем самым позволяя пластовым флюидам более свободно перемещаться в скважину. Если пласт песчаника содержит заметные карбонатные минералы, то в обработку можно добавить HCl. Геологические образования редко бывают однородными (чистый карбонат, песчаник или сланец), но представляют собой смесь карбонатных, песчаниковых и глинистых минералов. В результате большинство кислотных работ состоит как из соляной, так и из плавиковой кислоты, причем соотношение и прочность зависят от минералогии и температуры обрабатываемого пласта. Другие типы кислот могут быть использованы в более специализированных ситуациях (например, органические кислоты, такие как уксусная и муравьиная кислоты в качестве альтернативы соляной кислоте).

Объем кислоты, используемой при ОПЗ, обычно определяется длиной пласта (метража), обрабатываемого в скважине. Объемы кислоты, используемые на фут пласта, могут варьироваться в зависимости от проектных задач и характеристик конкретного пласта.

Данная технология успешно применяется в компании АО «Самаранефтегаз». В результате большого количества проведенных операций применения ОПЗ кислотными составами у компании есть большой опыт безопасного и экологически безопасного обращения с этими жидкостями и управления ими как до, так и после их использования. Операторы, сервисные компании и регулирующие органы имеют надежные процедуры, которые защищают как работников, так и общественность.

Кислоты должны транспортироваться и использоваться с надлежащими мерами предосторожности, процедурами безопасности и оборудованием. После успешной закачки кислоты и ввода скважины в эксплуатацию оператор должен рассмотреть возможность использования отдельных резервуаров или контейнеров для изоляции исходных добываемых флюидов (отработанной кислоты и добываемой воды). Жидкости, которые первоначально извлекаются, будут содержать отработанную кислоту (кислоту, которая в значительной степени химически реагирует, нейтрализуется и превращается в инертные материалы), и она обычно будет иметь pH 2-3 или более, приближаясь к нейтральному pH. Эти жидкости могут быть дополнительно нейтрализованы до pH > 4,5 перед введением в производимую воду очистного оборудования, при необходимости. После нейтрализации отработанная кислота и добытая вода могут быть обработаны вместе с другой добытой водой на производственной площадке. Большая часть добываемой воды, включая отработанную кислоту, обрабатывается по мере необходимости, а затем закачивается через глубокие нагнетательные скважины, разрешенные юрисдикционным регулирующим органом.

На сегодняшний день ОПЗ кислотными составами является одним из наиболее широко используемым методом интенсификации нефтяных и газовых скважин.

- Наиболее часто используются два типа кислот: соляная кислота во всех типах пластов и плавиковая кислота в песчаниках и некоторых сланцах. Другие типы кислот, такие как органические кислоты, также могут быть использованы в специализированных ситуациях.
- Поскольку геологические формации никогда не бывают однородными, смеси (особенно для формаций песчаника) HCl и HF обычно перекачиваются с соотношениями смесей, основанными на минералогии формаций.
- Все аспекты нормативной базы, связанной с использованием кислоты в нефтяных и газовых скважинах, хорошо развиты и зрелы, как и методы эксплуатации и обеспечения безопасности, используемые операторами и поставщиками услуг.
- Когда кислота вступает в реакцию с пластовыми материалами, она в значительной степени расходуется и нейтрализуется.
- Отработанная кислота, которая извлекается при вводе в эксплуатацию очищенной скважины, обрабатывается и безопасно утилизируется практически таким же образом, как и добываемая вода.

Литература

1. Викторин В.Д., Лычков Н.П. «Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к терригенным коллекторам» – М.: Недра, 2014 г.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М., «Интенсификация текущей добычи нефти» «Нефтяное хозяйство» 2019 г., – №7.
3. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. «Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Самары» Самаранефтегаз 2018 г.